Office national de l'énergie | National Energy Board

Motifs de décision

TransCanada PipeLines Limited

RH-2-2004

Phase II

Avril 2005

Coût du capital

Canada

Office national de l'énergie

Motifs de décision

Relativement à

TransCanada PipeLines Limited

Demande visant les droits et le Tarif de 2004 du réseau principal

RH-2-2004

Phase II

Avril 2005

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et/ou sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@ neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@ neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du Chef du Canada 2005 représentée par l'Office national de l'énergie

N° de cat. NE22-1/2005-1F
ISBN 0-662-79202-5

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
444, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@ neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office
(rez-de-chaussée)

Imprimé au Canada

© Her Majesty the Queen in Right of Canada 2005 as represented by the National Energy Board

Cat No. NE22-1/2005-1E
ISBN 0-662-39552-2

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
444 Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@ neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Printed in Canada

105-04286/

Table des matières

Liste des figures ii
Liste des tableaux ii
Liste des annexes ii
Sigles et abréviations iii
Exposé et comparutions vi
Glossaire viii

1. Introduction 1
1.1 Contexte 1
1.2 Aperçu de la demande 7

2. Cadre juridique dans lequel s'inscrit la détermination d'un rendement équitable 8
Opinion de l'Office 11

3. Débentures subordonnées de rang inférieur 23
Opinion de l'Office 26

4. Risque commercial 29
4.1 Approche de l'évaluation du risque commercial 29
4.2 Risque d'approvisionnement 30
4.3 Risque de marché 37
4.4 Risque de réglementation 38
4.5 Risque de concurrence 39
4.6 Risque d'exploitation 46
4.7 Opinion de l'Office 46

5. Investissements comparables 54
5.1 Preuve concernant le coût moyen pondéré du capital après impôt 54
Opinion de l'Office 61
5.2 Investissements comparables 63
5.2.1 Comparaisons avec Alliance, M&NP, Enbridge et Westcoast 63
5.2.2 Analyse des risques commerciaux relatifs 69
5.2.3 Investissements comparables accessibles à TransCanada 75
5.2.4 Opinion de l'Office 77

6. Intégrité financière et effet d'attraction de capitaux 82
Opinion de l'Office 87

7. Structure du capital 89
Opinion de l'Office 89

8. Autres questions 91
8.1 Coût de la dette 91
Opinion de l'Office 91

8.2 Date d'entrée en vigueur 92
Opinion de l'Office *93*
8.3 Durée prévue de la décision 94
Opinion de l'Office *94*
8.4 Droits découlant de la présente décision 95
Opinion de l'Office 95

9. Dispositif 96

Liste des figures

1-1 Réseau principal de TransCanada 2
4-1 Prévisions du débit établies par TransCanada 33
4-2 Analyse de sensibilité relative aux débits 37
4-3 Pipelines sélectionnés – Canada et États-Unis 41
5-1 Analyse de l'ACPP sur les rendements réels moins les rendements autorisés Pipelines des É.-U. et du Canada 73

Liste des tableaux

4-1 Estimations du potentiel ultime des ressources classiques du BSOC établies par TransCanada 31
4-2 Année où le débit du réseau principal est réduit à 50 % de sa capacité 36
4-3 Données sur les contrats et les débits du réseau principal 40
4-4 Analyse des rentrées nettes de TransCanada 42
5-1 Estimation des CMPCAI et des ratios implicites de capital-actions 57
5-2 Données sur le coût du capital 65
5-3 Comparaison établie par TransCanada – Indice du risque commercial par rapport au taux de rendement du capital approuvé 70
6-1 Sommaire des ratios financiers du réseau principal 84
6-2 Ratios repères de S&P pour des sociétés cotées A en 2004 84

Liste des annexes

I Décision de l'Office concernant la requête de l'ACPP en date du 4 juin 2004 97
II Décision de l'Office concernant la lettre de l'ACPP en date du 4 août 2004 103
III Décision de l'Office concernant la requête de TransCanada en date du 12 novembre 2004 104
IV Prévisions de débit et analyses de sensibilité du réseau principal 109
V Ordonnance AO-3-TGI-07-2003 112

Sigles et abréviations

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
ANR	ANR Pipeline Company
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CMPC	coût moyen pondéré du capital
CMPCAI	coût moyen pondéré du capital après impôt
Coral	Coral Energy Canada Inc.
DBRS	Dominion Bond Rating Service
débentures à 8,50 %	200 millions de dollars US de débentures émises par TransCanada, portant intérêt à 8,50 % et venant à échéance en 2023
demande de révision	demande de TransCanada concernant la révision et la modification de la décision RH-4-2001 et des ordonnances connexes (examinée dans le cadre de la décision RH-R-1-2002)
demande visant les droits de 2004	demande de TransCanada visant les droits et le Tarif de 2004 du réseau principal
DSRI	débentures subordonnées de rang inférieur
DSRI à 8,25 %	460 millions de dollars US de débentures subordonnées de rang inférieur émises par TransCanada, portant intérêt à 8,25 % et venant à échéance en 2047
DSRI à 8,75 %	160 millions de dollars US de débentures subordonnées de rang inférieur émises par TransCanada, portant intérêt à 8,75 % et venant à échéance en 2045; ces débentures ont été rachetées en 2003
É.-U.	États-Unis d'Amérique
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (États-Unis)
FMA	flux monétaires actualisés

Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
FPE	fonds provenant de l'exploitation
GJ	gigajoule
GLGT	Great Lakes Gas Transmission Company
Gm^3	milliard de mètres cubes
GNL	gaz naturel liquéfié
Gpi^3/j	milliard de pieds cubes par jour
GTD	Groupe de travail sur les droits du réseau principal
GTN	Gas Transmission Northwest Corporation
Iroquois	réseau de transport de gaz Iroquois
Loi	*Loi sur l'Office national de l'énergie*
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline
MÉAF	modèle d'évaluation des actifs financiers
MEÉAF	méthode empirique d'évaluation des actifs financiers
Mm^3/j	million de mètres cubes par jour
Moody's	Moody's Investors Service
Mpi^3/j	million de pieds cubes par jour
NGTL	Nova Gas Transmission Limited
Northern Border	Northern Border Pipeline Company
Northwest Pipeline	Northwest Pipeline Corporation
Office	Office national de l'énergie
ONÉ	Office national de l'énergie
Ontario	ministre de l'Énergie de l'Ontario
PCGR	principes comptables généralement reconnus
PCR	prime de capital-risque
phase I	phase I de l'instance RH-2-2004
phase II	phase II de l'instance RH-2-2004

PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
PRM	prime liée au risque de marché
RCA	taux de rendement du capital-actions ordinaire
réseau de la C.-B.	réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada (anciennement Alberta Natural Gas Company Ltd)
réseau principal	réseau principal de transport de gaz naturel de TransCanada
S&P	Standard and Poor's
SDL	société de distribution locale
Tennessee	Tennessee Gas Pipeline Company
TJ	térajoule
Tpi^3	billion de pieds cubes
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes, Inc.
TransCanada	TransCanada PipeLines Limited
Union	Union Gas Limited
Vector	Vector Pipeline (États-Unis)
Viking	Viking Gas Transmission Company
Westcoast	Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale de Duke Energy Gas Transmission Canada

Exposé et comparutions

CONFORMÉMENT À la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et à ses règlements d'application;

PAR SUITE D'une demande que TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) a présentée en vertu de la partie IV de la Loi pour obtenir des ordonnances visant à fixer et à approuver les droits que celle-ci pourra exiger au titre des services de transport offerts sur son réseau principal de transport de gaz naturel au cours de la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2004;

CONFORMÉMENT À l'ordonnance d'audience RH-2-2004, dans sa version modifiée, établissant la phase II de l'instance;

Entendue à Calgary, en Alberta, les 29 et 30 novembre 2004; 1er, 6, 7, 8, 13, 14, 15, 16 et 17 décembre 2004; 17, 18, 19, 20, 21, 25, 26 et 27 janvier 2005; et 1er, 2 et 4 février 2005;

DEVANT :

G. Caron	Membre présidant l'audience
J.S. Bulger	Membre
D.W. Emes	Membre

Comparutions	**Participants**	**Témoins**
C.K. Yates, c.r. W.M. Moreland	TransCanada PipeLines Limited	S.M. Brett P.R. Carpenter A.M. Engen D.K. Ferguson C.R. Frew R.K. Girling A. Jamal A.L. Kolbe G.S. Lackenbauer W.A. Langford P.J. Murphy M.J. Vilbert G.J.W. Zwick
N.J. Schultz	Association canadienne des producteurs pétroliers	L.D. Booth B.E. Frank D.H. Gilbert H.W. Johnson R.R. Moore P.M.G. Nettleton

Comparutions	Participants	Témoins
	Association canadienne des producteurs Pétroliers (suite)	M. Pinney S.D. Reilly A. Safir G.L. Stringham P.G. Tahmazian
P.C.P. Thompson, c.r. P.L. Fournier	Association des consommateurs industriels de gaz	
B. Troicuk	BP Canada Energy Company	
M. Stauft	Coral Energy Canada Inc.	
S. Young	Nexen Marketing	
J.C. Turchin E. Sweet	Ministre de l'Énergie de l'Ontario	
R. Richard	Procureur général du Québec	
M.A. Fowke R.M. Zanin	Office national de l'énergie	

Glossaire

amortissement	Frais hors caisse passés au compte de résultats pour radier le coût d'un élément d'actif pendant sa vie utile estimative.
année d'essai	Période de 12 mois utilisée aux fins de l'établissement des droits.
base tarifaire	Le montant de l'investissement duquel il est permis de tirer un rendement; il comprend ordinairement la valeur des installations en service et une provision pour le fonds de roulement.
besoins en produits	Correspond au coût total de prestation du service, comprenant les frais d'exploitation et d'entretien, l'amortissement, l'amortissement financier, l'impôt et le rendement de la base tarifaire.
bêta	Indice mesurant le niveau de risque systématique d'un titre; il permet d'estimer la variation du cours d'une action en plus ou en moins par rapport à son cours moyen au gré des fluctuations du marché.
compagnies (ou sociétés) du groupe 1	En 1985, pour les besoins de réglementation des aspects financiers, l'Office a réparti les entreprises pipelinières de son ressort : les compagnies du groupe 1, qui possèdent des réseaux de grande envergure, et les compagnies du groupe 2, de moindre envergure
coût du service	Coût total de prestation du service, comprenant les frais d'exploitation et d'entretien, l'amortissement, l'amortissement financier, l'impôt et le rendement de la base tarifaire.
coût structurel de la dette	Le coût historique moyen pondéré de l'encours de la dette à long terme.
couverture des intérêts	Le nombre de fois que le bénéfice net d'un exercice donné, avant l'imputation des frais d'intérêt et des impôts sur les bénéfices, couvre les frais d'intérêt de l'exercice.
critère de l'effet d'attraction des capitaux	Un des critères de rendement équitable suivant lequel le rendement d'une société réglementée doit permettre à cette dernière d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables.

critère de l'intégrité financière	Un des critères de rendement équitable suivant lequel le rendement d'un service public réglementé doit permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière.
critère de l'investissement comparable	Un des critères de rendement équitable suivant lequel le rendement d'un service public réglementé doit être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une entreprise présentant un risque analogue.
déterminants de facturation	Valeurs calculées en vue de la répartition des besoins en produits entre les payeurs de droits. Ils tiennent compte des volumes transportés et de la distance parcourue.
droit	Prix exigé par une société pipelinière pour l'utilisation de ses installations.
essai des bénéfices comparables	Comparaison des taux de rendement obtenus par des sociétés présentant un risque d'investissement semblable à celui d'un service public réglementé.
flux monétaires actualisés (FMA)	Méthode servant à estimer le coût du capital-actions ordinaire, fondée sur les dividendes prévus des actions de la société et une estimation du taux de croissance des dividendes à venir.
fonds provenant de l'exploitation (FPE)	Bénéfice net tiré des activités poursuivies d'une société, majoré de l'amortissement, de l'amortissement financier, de l'impôt sur les bénéfices reporté, des postes hors caisse, ainsi que des frais d'intérêt.
formule RCA RH-2-94	Formule définie au cours de l'instance RH-2-94 comme méthode d'établissement du taux de rendement du capital-actions ordinaire de certaines sociétés réglementées par l'ONÉ, modifiée par la suite pour supprimer l'arrondissement des chiffres.
GH-6-96	Instance de l'ONÉ portant sur la demande visant les installations présentée dans le cadre du projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et du projet de Maritimes & Northeast Pipeline (Motifs de décision en date de décembre 1997).
Groupe de travail sur les droits	Groupe de travail mixte de l'industrie, créé par TransCanada, qui regroupe tous les secteurs de l'industrie gazière (producteurs, commercialisateurs, courtiers, sociétés pipelinières) en plus des gouvernements provinciaux, des sociétés de distribution locales et des consommateurs industriels ultimes.

interfinancement	Soutien financier des activités non réglementées d'une société par ses activités réglementées, ou l'inverse.
méthode des impôts exigibles	Méthode qui consiste à estimer les impôts sur les bénéfices exigibles pour un exercice donné en fonction du résultat fiscal plutôt que du résultat comptable.
méthode du CMPCAI K et V	Méthode du CMPCAI utilisée par MM. Kolbe et Vilbert pour estimer le coût du capital.
modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF)	Une des méthodes utilisées pour estimer le coût des capitaux propres, où l'on compare le rendement et les risques associés aux actions d'une société à ceux de l'ensemble du marché.
norme de rendement équitable	Norme à prendre en considération au moment d'établir le taux de rendement autorisé d'une société; elle doit prendre en compte les critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'effet d'attraction des capitaux.
notation des obligations	Attribution d'une cote par une agence de notation qui reflète la solvabilité d'un emprunteur.
point de base	Unité correspondant à un centième de un pour cent, utilisée en rapport avec les taux d'intérêt ou le rendement sur le capital-actions.
potentiel ultime	Somme des ressources découvertes (y compris le gaz produit) et des ressources restant à découvrir dont on prévoit la découverte à l'occasion de forages ultérieurs.
prime de capital-risque (PCR)	Famille de méthodes servant à estimer le coût du capital-actions ordinaire, qui inclut le MÉAF et le MEÉAF; le modèle repose sur la prémisse selon laquelle un investissement en actions ordinaires comporte plus de risques qu'un investissement sous forme de titres d'emprunt ou d'actions privilégiées et que, par conséquent, il doit générer un taux de rendement plus élevé que celui d'obligations ou d'actions privilégiées (c'est-à-dire être assorti d'une prime).
pro forma	Mode de présentation hypothétique de données, notamment dans les états financiers, pour refléter les résultats d'une opération comme si elle avait eu lieu, par exemple, un rajustement qui tient compte d'une opération qui sera réalisée ultérieurement.

ratio de couverture FPE-intérêts	Rapport financier entre les fonds provenant de l'exploitation et les intérêts courus, avant défalcation des intérêts capitalisés et des intérêts créditeurs.
ratio FPE-dette totale	Rapport financier entre les fonds provenant de l'exploitation et la dette à long terme (incluant un montant équivalant à la dette relative aux contrats de location-exploitation) majorée des versements sur la dette à long terme exigibles à moins d'un an, des effets de commerce et des autres emprunts à court terme.
ratio valeur marchande-valeur comptable	Rapport entre le prix de marché d'une action ordinaire et sa valeur comptable.
rendement de la base tarifaire (rendement)	Rendement qu'il est permis à une société réglementée de réaliser sur la base tarifaire approuvée.
rentrées nettes	Le montant reçu par le producteur de gaz naturel, correspondant au prix du marché en aval, moins les frais de livraison du gaz au marché.
ressources économiques	La fraction des ressources techniques qui peut être mise en valeur de façon rentable dans les conditions économiques prévues.
ressources techniques	Les ressources en gaz naturel sont estimées en fonction des perspectives géologiques dans une zone ou un bassin et de l'état prévu de la technologie. Elles correspondent à la somme de la production cumulative (fraction des ressources déjà produite), des réserves (fraction des ressources découverte mais non produite) et des ressources futures (fraction des ressources non encore découverte), exprimées en volumes commercialisables. Dans le cas des ressources futures, on détermine les volumes commercialisables en utilisant les facteurs de récupération et de pertes en surface de gisements découverts antérieurement.
RH-1-2001	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada visant les droits et le Tarif de 2001-2002 du réseau principal (Motifs de décision en date de novembre 2001).
RH-1-2002	Instance de l'ONÉ portant sur la demande visant les droits et le Tarif de 2003 du réseau principal (Motifs de décision en date de juillet 2003).
RH-1-70	Instance de l'ONÉ visant les droits exigibles sur le réseau principal à compter du 1er janvier 1970 (Motifs de décision en date de décembre 1971).

RH-2-2004	Instance de l'ONÉ portant sur la demande visant les droits et le Tarif de 2004 du réseau principal (Phase I – Motifs de décision en date de septembre 2004; Phase II – Motifs de décision en date d'avril 2005).
RH-2-94	Instance de l'ONÉ portant sur le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinières (Motifs de décision en date de mars 1995).
RH-3-2004	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada concernant la jonction North Bay (Motifs de décision en date de décembre 2004).
RH-4-2001	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de TransCanada concernant un rendement équitable pour le réseau principal en 2001-2002 – Questions afférentes au coût du capital (Motifs de décision en date de juin 2002).
RH-R-1-2002	Instance de l'ONÉ portant sur la demande de révision de la décision RH-4-2001 déposée par TransCanada (Motifs de décision en date de février 2003).
risque commercial	Risque inhérent à la nature d'une activité commerciale particulière (par opposition au risque financier). Dans le cas des pipelines, il englobe normalement les risques d'approvisionnement, de marché, de réglementation, de concurrence et d'exploitation.
risque d'approvisionnement	Le risque que la disponibilité matérielle de ressources en gaz naturel affecte la capacité d'un pipeline de générer des produits.
risque d'exploitation	Le risque auquel la capacité de générer des produits est exposé en raison de facteurs techniques et opérationnels.
risque d'investissement	La somme des risques commerciaux et financiers d'une entreprise.
risque de concurrence	Le risque commercial qui résulte de la concurrence qui s'exerce aux deux extrémités d'un réseau pipelinier, soit du point de vue des approvisionnements et des marchés.
risque de marché	Le risque commercial qui tient à la taille globale du marché et à la part du marché qu'une société pipelinière réussit à capter.
risque de réglementation	Le risque auquel la capacité d'un élément d'actif de générer des produits est exposée en raison du mode de réglementation de la société.

risque financier	Le risque inhérent à la structure du capital d'une société; il augmente à mesure que la proportion de la dette s'accroît par rapport à l'avoir des actionnaires, ou les capitaux propres.
structure du capital	Composition du financement d'une entreprise; elle s'exprime généralement par une ventilation, en pourcentage, des types de capitaux employés.
structure présumée du capital	Structure du capital théorique utilisée à des fins d'établissement des droits, qui peut être différente de la structure du capital réelle de la société.
Tarif	Modalités suivant lesquelles une société pipelinière offre ou fournit des services, y compris les droits, les règles et les règlements, ainsi que les pratiques se rapportant à des services particuliers.
taux d'utilisation	Débit du réseau divisé par la capacité nominale de la canalisation, exprimé en pourcentage.
valeur comptable	Montant attribué à un poste dans les comptes et les états financiers.

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) est propriétaire-exploitante du réseau principal de transport de gaz naturel (réseau principal). Ce réseau de transport de gaz à haute pression s'étend de la frontière de l'Alberta jusque dans la province de Québec, en passant par la Saskatchewan, le Manitoba et l'Ontario, et se raccorde à divers gazoducs en aval, canadiens et internationaux. En outre, le réseau principal intégré comprend des droits contractuels de transport de gaz sur le réseau de Great Lakes Gas Transmission Company (GLGT), soit d'Emerson (Manitoba) à St. Clair (Michigan); sur le réseau de Union Gas Limited (Union), de Dawn (Ontario) à Parkway (Ontario) et à Kirkwall (Ontario); ainsi que sur le réseau de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), de Saint-Lazare à Saint-Nicolas et à East Hereford (Québec). La figure 1-1 contient une carte du réseau principal intégré.

Avant 1995, l'Office a généralement approuvé les droits des sociétés pipelinières sur la base du coût annuel du service calculé pour une année d'essai future. À cette époque, le coût du capital du réseau principal était ordinairement examiné chaque année, dans le cadre d'une demande annuelle d'approbation de droits fondés sur le coût du service.

À l'automne 1994, l'Office a tenu l'instance sur le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinières (RH-2-94). Dans le cadre de sa décision RH-2-94[1], il a approuvé un taux de rendement du capital-actions ordinaire (RCA) d'une société pipelinière repère, qui était fondé principalement sur la méthode de la prime de capital-risque (PCR). Le RCA de la société pipelinière repère a été fixé à 12,25 % pour l'année d'essai 1995. Par la même occasion, l'Office a adopté une formule prévoyant le rajustement annuel du RCA (formule RCA RH-2-94).

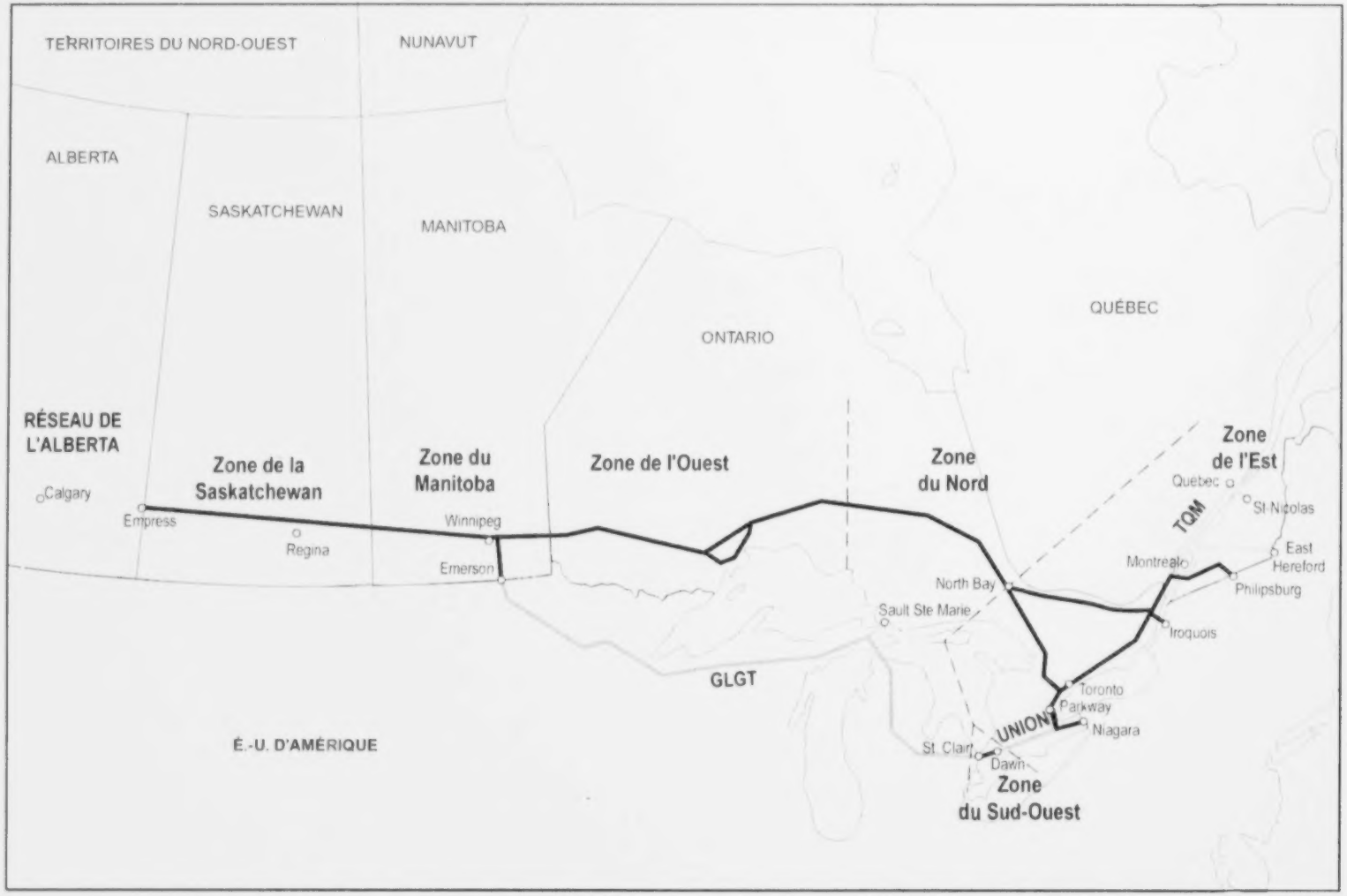
L'application de la formule RCA RH-2-94 au fil des ans a donné les RCA suivants : 11,25 % en 1996; 10,67 % en 1997; 10,21 % en 1998; 9,58 % en 1999; 9,90 % en 2000, 9,61 % en 2001; 9,53 % en 2002; 9,79 % en 2003; 9,56 % en 2004; et 9,46 % en 2005.

Dans sa décision RH-2-94, l'Office avait déclaré ce qui suit :

> L'Office juge que le taux de RCO établi pour la société pipelinière repère vaut également pour l'ensemble des sociétés faisant l'objet de la présente audience. L'Office est au fait du lien qui existe entre le RCO et les structures du capital des sociétés pipelinières, et il a déterminé que pour tenir compte des différences de risque entre les sociétés, il vaut mieux redresser les ratios du capital-actions

1 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-2-94, TransCanada PipeLines Ltd. et autres (Coût du capital), mars 1995 [ci-après RH-2-94].

Figure 1-1
Réseau principal de TransCanada



ordinaire que rajuster le RCO de la société repère pour tenir compte de la situation de chaque société[2].

(Nota : Le sigle « RCO » est employé dans la décision RH-2-94 comme abréviation de ratio du capital-actions ordinaire; dans la présente décision, nous utilisons le sigle « RCA » pour désigner la même notion.)

L'Office avait déterminé que les risques commerciaux que connaissaient le réseau principal de TransCanada, Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills), Alberta Natural Gas Company Ltd (maintenant le réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada) et TQM s'équivalaient dans l'ensemble, de telle sorte qu'on pouvait attribuer aux quatre sociétés un ratio du capital-actions ordinaire similaire. Dans cette décision, l'Office avait confirmé l'à-propos du ratio du capital-actions ordinaire de 30 % qui avait été utilisé pour le réseau principal au cours des 15 années antérieures, sauf en 1982 et 1983, années où un ratio présumé de 28 % avait été autorisé. L'Office avait aussi indiqué qu'étant donné les taux du coût de la dette qui prévalaient à ce moment là, il était approprié que TransCanada conserve des actions privilégiées dans sa structure du capital.

De 1996 à 1999, les droits que l'Office a approuvés pour le réseau principal étaient fondés sur les modalités du Règlement incitatif sur le recouvrement des coûts et le partage des recettes, soit un règlement négocié entre TransCanada et ses parties intéressées qui incorporait une composante présumée du capital-actions ordinaire de 30 % et les RCA établis suivant la formule RCA RH-2-94.

Pour l'année d'essai 2000, l'Office a approuvé dans le cas du réseau principal des droits fondés sur un règlement négocié d'un an, lequel utilisait un RCA établi suivant la formule découlant de l'instance RH-2-94 et une composante présumée du capital-actions ordinaire de 30 %.

En 2001 et 2002, les droits approuvés pour le réseau principal s'appuyaient sur le Règlement concernant les prix et le transport sur la canalisation principale. Ce règlement établissait la méthode de conception des droits et les dispositions tarifaires qui s'appliqueraient en 2001 et 2002, de même que les composantes des besoins en produits (à l'exclusion du coût du capital) qui entreraient dans le calcul des droits définitifs de 2001. L'Office a examiné le Règlement de 2001-2002 au cours de l'instance RH-1-2001[3].

Dans le cadre de sa demande concernant un rendement équitable en 2001-2002, TransCanada a sollicité la révision et la modification de la décision RH-2-94. Elle a proposé que l'Office détermine le coût du capital du réseau principal pour les années 2001 et 2002 à l'aide de la méthode du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI). TransCanada a sollicité l'approbation d'un CMPCAI de 7,5 %, qui serait rajusté dans chacune des années 2001 et 2002 en fonction de l'écart entre le coût de la dette sur le marché et le coût structurel de la dette du réseau principal. Dans l'éventualité où l'Office n'approuverait pas la méthode du CMPCAI, TransCanada avait demandé que celui-ci fixe un RCA de 12,50 % affecté à une composante présumée du capital-actions ordinaire de 40 %. Dans sa décision RH-4-2001[4], l'Office a rejeté la

---

2 RH-2-94, précité, note 1, page 6.

3 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-1-2001, TransCanada PipeLines Ltd. (Droits et tarifs), novembre 2001 [ci-après RH-1-2001].

4 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-4-2001, TransCanada PipeLines Ltd. (Coût du capital), juin 2002 [ci-après RH-4-2001].

méthode du CMPCAI et a déterminé que le RCA découlant de la décision RH-2-94 devrait continuer de s'appliquer dans le cas du réseau principal. L'Office a aussi conclu que le risque commercial auquel faisait face le réseau principal s'était accru depuis 1995 et a donc approuvé, à compter du 1er janvier 2001, un relèvement du ratio présumé du capital-actions ordinaire du réseau principal, lequel est passé de 30 % à 33 %.

Dans une demande datée du 16 septembre 2002, TransCanada a sollicité la révision et la modification de la décision RH-4-2001 ainsi que des ordonnances connexes. Elle a invoqué comme motif que l'Office, en rendant la décision RH-4-2001, avait commis des erreurs qui soulevaient un doute quant au bien-fondé de sa décision. D'après TransCanada, la décision RH-4-2001 avait causé un préjudice ou un tort au réseau principal et à son investisseur, TransCanada, en imposant un taux de rendement inéquitable, en compromettant la capacité du réseau principal d'attirer les capitaux de TransCanada, en infligeant à la société un désavantage concurrentiel et en nuisant à sa capacité d'investir dans l'industrie pipelinière canadienne, notamment dans le réseau principal et dans des pipelines du Nord.

Toujours le 16 septembre 2002, TransCanada a déposé la demande visant les droits et le Tarif du réseau principal en 2003, dans laquelle elle a prié l'Office de déterminer le rendement du réseau principal pour 2003 en fonction de la décision qu'il rendrait au sujet de sa demande de révision.

Le 20 février 2003, l'Office a publié ses Motifs de décision RH-R-1-2002[5], suivant lesquels il a rejeté la demande de révision de TransCanada au motif que celle-ci n'avait soulevé aucun doute quant au bien-fondé de la décision RH-4-2001.

Dans une requête datée du 21 mars 2003, TransCanada a sollicité l'autorisation de la Cour d'appel fédérale en vue d'interjeter appel de la décision RH-R-1-2002 de l'Office. Elle a invoqué comme motifs des questions concernant le bien-fondé du critère juridique que l'Office avait appliqué pour déterminer le rendement de TransCanada et la question de savoir si l'Office avait limité son pouvoir de décision en se basant sur la méthode de la formule RCA RH-2-94 pour déterminer le RCA du réseau principal. Le 21 mai 2003, la Cour d'appel fédérale a accueilli la demande de TransCanada en vue d'interjeter appel de la décision RH-R-1-2002 de l'Office[6].

Le 26 janvier 2004, TransCanada a présenté sa demande visant les droits et le Tarif de 2004 (Demande visant les droits de 2004), dans laquelle elle priait l'Office d'approuver les droits exigibles sur le réseau principal pendant la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2004. Entre autres éléments, TransCanada sollicitait l'approbation d'un rendement équitable pour l'année 2004 qui traduirait un RCA de 11 % affecté à un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 40 %, ce qui équivalait à un CMPCAI de 6,9 %.

Le 23 mars 2004, l'Office a publié l'ordonnance d'audience RH-2-2004 par laquelle il a convoqué une audience publique orale en deux phases en vue de l'examen de la demande visant les droits de 2004 de TransCanada. La phase I, qui s'est déroulée à Ottawa (Ontario) du 14 au 25 juin 2004, a porté sur toutes les questions soulevées dans la demande visant les droits de

---

5 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-R-1-2002, TransCanada PipeLines Ltd. (Révision de la décision RH-4-2001 concernant le coût du capital), février 2003 [ci-après RH-R-1-2002].

6 Dossier no 03-A-16 de la Cour d'appel fédérale, ordonnance datée du 23 mai 2003.

2004, sauf celle du coût du capital. L'Office a diffusé ses Motifs de décision concernant la phase I de l'instance RH-2-2004 le 10 septembre 2004[7].

Pour ce qui concerne le coût du capital, l'Office avait indiqué dans l'ordonnance d'audience RH-2-2004 qu'il ne convenait pas de déterminer les étapes subséquentes de la procédure ayant trait à la phase II de l'instance tant que la Cour d'appel fédérale n'aurait pas statué sur l'appel de TransCanada à l'encontre de décision RH-R-1-2002 de l'Office.

Le 16 avril 2004, la Cour d'appel fédérale a publié ses motifs de jugement et rejeté l'appel de TransCanada[8]. Le 20 avril 2004, l'Office a sollicité les commentaires des parties au sujet des conséquences que cette décision entraînait sur le plan de la procédure quant à la phase II de l'instance RH-2-2004.

Le 12 mai 2004, TransCanada a informé l'Office que, compte tenu du jugement rendu par la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *TransCanada c. ONÉ*, elle ne demanderait pas la modification en 2004 de la formule du RCA RH-2-94. TransCanada a indiqué, par ailleurs, qu'elle maintiendrait la position énoncée dans sa demande visant les droits de 2004 en ce qui touche la structure du capital et qu'elle solliciterait donc l'approbation d'un RCA établi suivant la formule RCA RH-2-94 (9,56 % pour 2004) affecté à un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 40 %. TransCanada a déposé les modifications connexes à sa demande visant les droits de 2004 le 28 mai 2004.

Le 7 juin 2004, l'Office a rendu l'ordonnance modificatrice AO-1-RH-2-2004 fixant la marche à suivre pour la phase II, laquelle devait débuter le 25 octobre 2004, à Calgary (Alberta). Suite à la décision de TransCanada de ne pas demander une dérogation à la formule RCA RH-2-94 en 2004, l'Office a supprimé la question suivante de la liste des questions à examiner durant la phase II : « Le taux de rendement du capital-actions ordinaire (RCA) approprié pour le réseau principal ».

Voici les questions qu'il restait à examiner au cours de la phase II :

1. La structure du capital appropriée pour le réseau principal;

2. Le coût de la dette approprié pour le réseau principal, y compris toute incidence financière découlant d'un rachat de dette;

3. La date d'entrée en vigueur appropriée d'un éventuel changement au coût du capital du réseau principal.

Le 4 juin 2004, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a déposé un avis de requête auprès de l'Office pour lui demander d'émettre un certain nombre de directives au sujet de la preuve que TransCanada avait déposée le 28 mai 2004.

---

7 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-2-2004, TransCanada PipeLines Ltd. (Droits et Tarif), septembre 2004 [ci-après décision RH-2-2004 - phase I].

8 *TransCanada PipeLines Ltd. c. Office national de l'énergie et autres*, [2004] C.A.F. 149, [ci-après *TransCanada c. ONÉ*].

Après avoir entendu les vues des parties au moyen de mémoires écrits, l'Office a rendu sa décision sur la requête de l'ACPP le 30 juin 2004 (voir l'annexe I). Il a également publié l'ordonnance AO-2-RH-2-2004 qui modifiait plusieurs dates figurant dans le calendrier des événements de la phase II. L'Office a exprimé l'avis que certains éléments de la preuve de TransCanada n'étaient pas pertinents pour ce qui concerne la phase II de l'instance RH-2-2004, parce qu'ils laissaient entendre que le RCA du réseau principal en 2004 devrait être autre que 9,56 %. L'Office a ordonné que TransCanada dépose des modifications de sa preuve, au plus tard le 15 juillet 2004, de telle sorte que soit supprimée toute inférence directe ou indirecte à un RCA approprié pour le réseau principal en 2004 qui soit autre que 9,56 %.

Le 13 juillet 2004, TransCanada a demandé une prolongation du délai fixé pour le dépôt de sa preuve révisée, requête que l'Office a agréée le 14 juillet 2004. Elle a aussi demandé que plusieurs autres dates, dont celle du début de l'audience, soient modifiées. Le 23 juillet 2004, l'Office a rendu l'ordonnance AO-3-RH-2-2004 et fixé au 22 novembre 2004 le début de l'audience de la phase II.

TransCanada a déposé sa preuve révisée le 29 juillet 2004. Sauf indication du contraire, l'information contenue dans les présents Motifs de décision reflète les révisions de TransCanada en date du 29 juillet 2004.

Le 4 août 2004, l'Office a reçu une lettre de la part de l'ACPP qui soutenait que TransCanada ne s'était pas conformée aux directives de l'Office datées du 30 juin 2004. L'Office a répondu à l'ACPP dans une lettre datée du 12 août 2004 (voir l'annexe II), où il a réitéré sa décision du 30 juin 2004, à savoir qu'il ne permettrait pas que TransCanada, par le biais de sa preuve concernant le CMPCAI ou d'autres moyens, fasse indirectement ce qu'elle avait choisi de ne pas faire directement, c'est-à-dire chercher à faire réviser la formule RCA RH-2-94. Cependant, l'Office a exprimé l'avis qu'il devait être permis à TransCanada de présenter sa cause comme bon lui semble, telle qu'elle touche les questions à traiter au cours de la phase II, dans la mesure où cela respecte les règles de justice naturelle.

L'Office a rendu l'ordonnance AO-4-RH-2-2004, le 23 septembre 2004, par laquelle il a approuvé un calendrier des événements révisé que l'ACPP avait proposé le 21 septembre 2004 et que TransCanada et d'autres participants actifs avaient accepté. Le début de l'audience de la phase II était remis d'une semaine au 29 novembre 2004.

Le 19 octobre 2004 était la date limite pour le dépôt de la preuve des intervenants. L'ACPP a été le seul intervenant à déposer une preuve auprès de l'Office. La preuve de l'ACPP a suscité le dépôt d'une requête par TransCanada, le 12 novembre 2004. Dans sa requête, TransCanada a prié l'Office d'apporter des éclaircissements au sujet des questions qui seraient débattues durant la phase II de l'instance RH-2-2004 et des paramètres de la conduite de l'instance et de la décision s'y rapportant. Le 19 novembre 2004, l'Office a entendu la requête de TransCanada en séance orale et a rendu sa décision de vive voix (voir l'annexe III). Entre autres éléments, l'Office a souligné que TransCanada souhaitait qu'il aborde la détermination du rendement du réseau principal autrement que suivant la méthode traditionnelle. Il a statué que TransCanada était libre de produire une preuve et des arguments en faveur de l'utilisation d'une approche différente pour en arriver aux déterminations qui devaient être faites durant la phase II, mais qu'il ne pouvait pas rendre une décision sur la ou les approches qu'il convenait d'utiliser avant

d'avoir entendu l'ensemble de la preuve. De plus, l'Office a convenu avec TransCanada que celle-ci n'avait pas à limiter sa preuve aux changements survenus depuis 2001 et a reconnu que l'incidence des droits de transport sur les clients n'était pas un facteur pertinent lorsqu'il s'agissait de déterminer le coût du capital d'une société.

L'audience a débuté le 29 novembre 2004 et a été ajournée le 17 décembre. Elle a ensuite repris le 17 janvier 2005 pour se terminer le 4 février 2005. L'audience a duré 22 jours.

1.2 Aperçu de la demande

Ainsi que nous l'avons mentionné précédemment, la phase II de l'instance portait sur les questions ayant trait au coût du capital dans la demande visant les droits de 2004. Pour se renseigner sur d'autres aspects de la demande et les décisions que l'Office a rendues à leur sujet, le lecteur est prié de se reporter aux Motifs de décision RH-2-2004, Phase I, publiés le 10 septembre 2004.

En ce qui touche le coût du capital, les besoins en produits dont TransCanada a sollicité l'approbation pour 2004 incorporaient un taux global de rendement de la base tarifaire de 8,93 %. Ce taux de rendement se fonde sur un RCA de 9,56 % en 2004, établi suivant la formule RCA RH-2-94, un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 40 % (le taux de 33 % devant être majoré à compter du 1er janvier 2004) et un coût moyen de la dette de 8,73 %.

Le coût moyen de la dette prévu dans la demande traduisait le rachat projeté, en juillet 2004, de 200 millions de dollars US de débentures portant intérêt à 8,50 % (débentures à 8,50 %) et de 460 millions de dollars US de débentures subordonnées de rang inférieur portant intérêt à 8,25 % (DSRI à 8,25 %). TransCanada a indiqué que, depuis 1998, les débentures subordonnées de rang inférieur (DSRI) ont constitué environ 10 % des capitaux permanents totaux du réseau principal, sous la forme de titres privilégiés, et qu'elle proposait de remplacer cette composante de 10 % du capital du réseau principal par 7 % de dette autorisée non émise et 3 % de capital-actions ordinaire. Le lecteur trouvera plus de précisions sur les DSRI au chapitre 3; les renseignements sur le coût de la dette figurent dans la section 8.1.

Chapitre 2

Cadre juridique dans lequel s'inscrit la détermination d'un rendement équitable

Outre les points qui figuraient dans la liste des questions à étudier au cours de l'instance, la méthodologie que l'Office devrait suivre pour déterminer ce qui constitue une structure du capital appropriée pour le réseau principal a aussi été longuement débattue au cours de l'audience.

Position de TransCanada

TransCanada a souligné que, en tant que question de droit, l'Office est tenu de déterminer le coût des capitaux propres du réseau principal en 2004 en appliquant les critères de l'investissement comparable, de l'effet d'attraction de capitaux et de l'intégrité financière, lesquels forment ensemble la norme de rendement équitable. TransCanada a invoqué les arrêts *Northwestern Utilities Limited v. City of Edmonton*[9], *Bluefield Waterworks & Improvement Co. v. Public Service Commission of West Virginia et al*[10] et *Federal Power Commission v. Hope Natural Gas*[11] en tant que jugements consacrant cette norme.

TransCanada a soutenu que la norme de rendement équitable ne vise pas strictement le taux de rendement du capital-actions ou la composante présumée du capital-actions dans la structure du capital d'un service public, mais concerne plutôt le rendement total des capitaux investis. Ainsi, selon TransCanada, la détermination que fera l'Office de ce qui constitue un rendement équitable doit nécessairement tenir compte des éléments de preuve ayant trait au rendement global du capital. C'est ce qu'exige la norme de rendement équitable telle qu'il a été énoncé dans l'arrêt *Northwestern Utilities (1929)*, et avalisé par la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *TransCanada Pipelines Ltd.* c. ONÉ[12] ainsi que par l'Office lui-même dans ses Motifs de décision RH-1-1970[13].

La preuve que TransCanada a produite au sujet du rendement total s'appuyait principalement sur la méthode du CMPCAI (dérivé du RCA après impôt et du coût après impôt de la dette sur le marché). Cependant, TransCanada a aussi discuté de deux autres formes de rendement total, soit le rendement total du capital-actions (c'est-à-dire le montant en dollars obtenu en faisant le produit du ratio du capital-actions ordinaire, du RCA et de la base tarifaire) et le taux de

---

9 *Northwestern Utilities Limited v. City of Edmonton*, [1929] R.C.S. 186 [ci-après *Northwestern Utilities (1929)*].

10 *Bluefield Waterworks & Improvement Co. v. Public Service Commission of West Virginia et al*, 262 US 679 (1923) [ci-après *Bluefield*].

11 *Federal Power Commission v. Hope Natural Gas 320 US 591 (1944)* [ci-après *Hope*].

12 *TransCanada* c. *ONÉ*, précité, note 8.

13 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-1-70, Trans-Canada Pipe Lines Limited (Demande visant les droits – Phase I), décembre 1971 [ci-après RH-1-70].

rendement de la base tarifaire (en l'espèce, calculé à l'aide du RCA après impôt et du coût structurel de la dette avant impôt).

TransCanada a aussi exprimé l'avis que l'Office devait faire table rase en abordant l'examen de cette preuve et ne pas se limiter aux changements survenus dans le risque commercial depuis la dernière fois qu'il avait évalué le coût du capital du réseau principal (c'est-à-dire lors de l'instance RH-4-2001, qui visait les années d'essai 2001 et 2002).

Positions des intervenants

ACPP

L'ACPP a souligné que deux méthodologies distinctes s'offrent à l'examen de l'Office dans cette instance, l'une étant l'approche traditionnelle établie par l'Office, et l'autre, l'approche mise de l'avant par TransCanada, qui est centrée sur le concept du rendement total.

L'ACPP a rappelé que l'Office avait utilisé l'approche traditionnelle dans ses Motifs de décision RH-2-94 et qu'il en a confirmé l'à-propos dans sa décision RH-4-2001. Elle a dit privilégier l'approche traditionnelle de l'Office, laquelle suppose que l'on détermine séparément le taux de rendement du capital-actions et la structure du capital. Elle a argué qu'une fois que l'Office a appliqué l'approche traditionnelle, il établit le rendement total par une simple opération arithmétique. L'ACPP a exprimé l'avis qu'un rendement équitable n'a pas à être déterminé séparément et a invoqué le jugement de la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *TransCanada c. ONÉ* pour étayer cette assertion.

Selon l'ACPP, l'analyse du risque commercial est le point de départ pour déterminer la structure du capital suivant la formule traditionnelle. Cette analyse examine normalement les changements survenus sur le plan du risque commercial depuis la dernière évaluation faite du coût du capital. L'ACPP a souligné que l'Office peut aussi tenir compte d'autres facteurs, dont les besoins de financement du pipeline, l'importance du pipeline et sa capacité d'attirer des capitaux, autant de facteurs auxquels l'Office accordera une certaine importance.

L'ACPP estime que la décision RH-4-2001 devrait servir de point de référence et que l'Office devrait apprécier les changements notables survenus depuis l'année 2001, s'il y en a eu. D'après elle, il reviendrait alors à TransCanada de prouver si de tels changements justifient une modification de la structure du capital. L'ACPP a admis que, bien que l'Office devrait confiner ses conclusions aux changements importants survenus depuis 2001, il pouvait également examiner des changements antérieurs à cette date. Cependant, elle a réitéré l'opinion que la preuve la plus pertinente dans cette instance est celle qui fait état de changements qui se sont produits depuis 2001.

L'ACPP a argué que la structure du capital ne peut pas être induite du rendement total et que le fond de l'approche de TransCanada, qui consiste à comparer le rendement total de sociétés, est problématique en soi puisqu'une analyse comparative réelle se fait sur la base d'entreprises pour lesquelles on dispose de renseignements à la fois sur le rendement du capital-actions et sur la structure du capital. L'ACPP a soutenu que l'approche est fautive parce que, pour établir le rendement total, il faut d'abord déterminer le rendement du capital-actions, aspect qui n'est pas

en cause dans la présente instance puisque TransCanada a choisi de ne pas déposer une demande de révision du RCA découlant de la formule RCA RH-2-94.

Enfin, l'ACPP a souligné que la détermination d'un rendement équitable est une affaire d'opinion que l'Office doit trancher, non pas une question de droit ou de compétence. À son avis, l'Office est autorisé à se servir de son jugement, de son expérience et de son savoir-faire pour élucider ce qui constitue un rendement équitable.

ACIG

L'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) a fait remarquer que le cas est inhabituel étant donné que ce ne sont pas tous les éléments du coût du capital qui sont en jeu dans cette instance. À son avis, la méthode traditionnelle suppose que l'on détermine séparément le rendement du capital-actions et le ratio du capital-actions. Le produit mathématique obtenu en multipliant le rendement du capital-actions par le ratio du capital-actions devient la composante du rendement du capital-actions utilisée dans le calcul des besoins en produits et sert à déterminer les droits justes et raisonnables.

L'ACIG s'est reportée à la décision RH-2-94 dans laquelle l'Office avait déclaré que la structure du capital établie au cours de l'audience serait valide pendant plusieurs années et, surtout, qu'il envisagerait la possibilité de réévaluer la structure du capital définie, sur une base individuelle, si le risque commercial, la structure ou les fondements financiers d'une entreprise changeaient sensiblement. L'ACIG a fait valoir que le mécanisme de réexamen que l'Office a établi en 1994 n'a été annulé par aucune décision subséquente et que, par principe, il s'applique encore aujourd'hui. L'ACIG a soutenu que, suivant la méthode traditionnelle appliquée par l'Office, la partie qui sollicite le réexamen de sa structure du capital doit satisfaire au critère voulant qu'un changement notable soit survenu dans les circonstances de la société pour obtenir le redressement souhaité. Elle a souligné que ce critère existe et ne peut pas être contourné, à moins du dépôt d'une requête visant à faire modifier et annuler cette disposition de la décision RH-2-94, ce qui n'a pas eu lieu en l'espèce.

L'ACIG a déclaré qu'elle partageait l'opinion de l'ACPP selon laquelle la présente instance est simplement une tentative pour faire modifier la décision RH-4-2001 de l'Office et que TransCanada essaie de faire par des moyens détournés ce qu'elle n'a pas réussi à faire directement. L'ACIG a souligné que l'Office, dans la décision RH-4-2001, avait rejeté l'approche du rendement total proposée par TransCanada, autant comme méthode de détermination de la composante du rendement entrant dans l'établissement de droits justes et raisonnables, qu'à titre de critère de contrôle de la raisonnabilité de la méthode traditionnelle.

En dernier lieu, l'ACIG a fait remarquer qu'il est plus approprié que l'Office se penche sur les changements notables survenus du point de vue du risque commercial si la demande de modification de la structure du capital intervient peu de temps après la dernière décision rendue sur la question. Par ailleurs, l'approche voulant qu'il soit fait table rase dans l'examen de cette question n'est appropriée que dans la mesure où il s'agit d'un cas soumis à l'Office longtemps après que les ratios ont initialement été établis.

Coral

Coral Energy Canada Inc. (Coral) n'a pas débattu la question de la méthode que l'Office devrait retenir pour déterminer la structure du capital de TransCanada. Elle a reconnu que, pour des raisons d'ordre pratique, elle souscrivait à la position de TransCanada voulant que l'Office fasse table rase. Coral a souligné cependant qu'il ne fallait pas voir dans cette position un compromis obligatoire de sa part ni, par ailleurs, un désaccord avec les arguments de l'ACPP ou de l'ACIG sur ce point.

Ontario

Le ministre de l'Énergie de la province de l'Ontario (Ontario) a soulevé plusieurs principes juridiques dont l'Office devait tenir compte dans l'examen de la demande de TransCanada. L'Ontario a soutenu notamment que la Loi n'oblige aucunement l'Office à déterminer le taux de rendement du capital d'un service public; la Loi exige seulement que tous les droits fixés soient justes et raisonnables. L'Ontario s'est appuyée sur les conclusions de la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *TransCanada* c. *ONÉ* pour avancer que le pouvoir qu'a l'Office de déterminer des droits justes et raisonnables n'est limité par aucune disposition légale, et que l'Office doit se laisser guider pas son propre jugement. L'Ontario a aussi déclaré que les clients et les consommateurs ont intérêt à faire en sorte que les coûts du réseau principal ne sont pas exagérés.

L'Ontario a noté que l'Office a adopté une méthode fondée sur le coût du service, bien qu'il lui était loisible de choisir parmi une gamme d'autres approches. L'Ontario a argué que, ayant choisi cette approche, l'Office devait déterminer minutieusement les coûts du réseau principal. Dans des instances portant sur le coût du capital, l'Office est autorisé à faire une estimation du coût du capital, ce qui comprend, en l'occurrence, une estimation du niveau présumé du capital-actions et du rendement global du capital du réseau principal, en se fondant sur la preuve dont il est saisi et en faisant montre de jugement.

Opinion de l'Office

Ainsi que nous l'avons mentionné au chapitre 1, le RCA du réseau principal pour 2004 a déjà été fixé par l'application de la formule RCA RH-2-94 de l'Office et ne fait pas partie des questions à débattre dans le cadre de la présente instance. La détermination de ce qui constitue une structure du capital appropriée pour le réseau principal est la question centrale que doit trancher cette instance. Cependant, sur le plan juridique, celle-ci soulève la question fondamentale de savoir si la loi oblige l'Office à adopter une méthode particulière pour déterminer la structure du capital qui convient pour le réseau principal. Dans leurs exposés concernant les obligations légales de l'Office au chapitre de la détermination de la structure du capital du réseau principal, les parties ont fait valoir des arguments au sujet des quatre facteurs suivants : l'exigence de la Loi voulant que les droits fixés soient justes et raisonnables; la réglementation fondée sur le coût du service; la norme de rendement équitable; la méthode à utiliser pour déterminer la structure du capital.

Droits justes et raisonnables

Avant d'aborder toute discussion sur les droits, il faut se reporter au mandat confié à l'Office en cette matière, suivant l'article 62 de la Loi :

> Tous les droits doivent être justes et raisonnables et, dans des circonstances et conditions essentiellement similaires, être exigés de tous, au même taux, pour tous les transports de même nature sur le même parcours.

Aucune loi ne prescrit la méthode que l'Office doit employer pour fixer des droits justes et raisonnables, et il n'existe aucune disposition légale obligeant l'Office à examiner de façon particulière et à fixer un taux de rendement pour les sociétés qu'il réglemente. Dans l'arrêt *TransCanada* c. *ONÉ*, la Cour d'appel fédérale a statué que, même si l'Office, dans le cas du réseau principal, a adopté traditionnellement une méthode fondée sur le coût du service, dont étaient dérivés les droits justes et raisonnables, l'Office peut adopter une méthode différente pour déterminer ces droits[14]. Cette conclusion confirme un principe similaire énoncé dans deux arrêts antérieurs de cette même Cour[15].

Dans l'arrêt *Trans Mountain Pipe Line Company* c. *Canada (Office national de l'énergie)*[16], la Cour d'appel fédérale a conclu que la méthode à employer et les considérations prises en compte au moment de déterminer les droits :

> [...] doivent être laissées à la discrétion de l'Office qui possède, dans ce domaine, des compétences que n'ont habituellement pas les juges. Si l'Office porte son attention sur la bonne question, comme il l'a manifestement fait dans la présente affaire, c'est-à-dire sur le caractère juste et raisonnable des droits, et s'il ne fonde pas sa décision sur des considérations manifestement non pertinentes, il ne commet pas d'erreur de droit simplement parce qu'il évalue le caractère juste et raisonnable de ces droits selon une méthode différente de celle qu'aurait adoptée la Cour[17].

Le pouvoir général de l'Office a aussi été énoncé dans l'arrêt *British Columbia Hydro and Power Authority* c. *Westcoast Transmission*

---

14 *TransCanada* c. *ONÉ*, précité, note 8, paragr. 29 et 30.

15 La Cour a confirmé expressément sa décision antérieure rendue dans l'arrêt *B.C. Hydro* (ci-après, note 18) et, ce faisant, a aussi confirmé la même conclusion rendue dans l'arrêt *Trans Mountain* (ci-dessous, note 16).

16 *Trans Mountain Pipe Line Co.* c. *Canada (Office national de l'énergie) et autres*, [1979] 2 C.F. 118 [ci-après *Trans Mountain*].

17 *Ibidem*, paragr. 9.

Company Ltd. et al.[18]. Dans ce jugement, la Cour a souligné que le régime réglementaire établi en vertu de la partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* diffère de la situation qui prévaut dans l'arrêt *Northwestern Utilities (1929)*, où la Public Utilities Board devait observer des directives juridiques précises contenues dans la *Gas Utilities Act*. Dans l'arrêt *B.C. Hydro*, le juge en chef Thurlow a déclaré ce qui suit :

> Il n'existe pas de dispositions semblables dans la Partie IV de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*. Aux termes de cette Partie, les droits doivent être justes et raisonnables et ne peuvent être imposés qu'en conformité avec un tarif qui a été produit auprès de l'Office et qui est en vigueur. L'Office est autorisé dans les termes les plus larges à rendre des ordonnances sur tous les sujets qui s'y rapportent. Manifestement, l'Office est autorisé à rendre des ordonnances conçues pour garantir que les droits qu'imposera une compagnie de pipeline seront justes et raisonnables. Mais son pouvoir à cet égard n'est pas entravé ni limité par des règles ou dispositions légales quant à la façon dont cette fonction doit être exercée ou l'objectif atteint. Plus particulièrement, il n'existe aucune disposition légale obligeant l'Office, lorsqu'il examine si les droits qu'une compagnie de pipeline entend imposer sont justes et raisonnables, à adopter une méthode ou un procédé de comptabilité en particulier ou précisant qu'il doive le faire en déterminant le coût du service ainsi qu'une base de tarification et en fixant un revenu équitable de celle-ci[19].

Réglementation fondée sur le coût du service

L'Office a eu pour pratique, depuis sa toute première audience visant les droits, soit l'instance RH-1-70, d'utiliser pour la fixation des droits du réseau principal une approche basée sur le coût du service d'une année d'essai future. Plus précisément, cette approche consiste à estimer les coûts que le réseau principal engagera dans une période future, appelée une année d'essai. Pour lui permettre de recouvrer les coûts autorisés, l'Office autorise TransCanada à facturer des droits aux clients du réseau principal. Ces droits sont censés procurer des recettes suffisantes à TransCanada pour lui permettre de recouvrer les coûts qu'il a engagés raisonnablement pour exploiter le réseau principal, y compris son coût du

18 *British Columbia Hydro and Power Authority c. Westcoast Transmission Company Ltd. et al.*, [1981] 2 C.F. 646, (C.A.) [ci-après *B.C. Hydro*].

19 *Ibidem*, précité, pages 655-656.

capital, tout « [...] en imputant d'une façon équitable les frais aux usagers à l'égard des coûts et avantages de différents services »[20].

Dans l'arrêt *TransCanada* c. *ONÉ*, la Cour d'appel fédérale a souligné que, une fois que l'Office avait adopté la méthode du coût du service, il « devait déterminer minutieusement les coûts du réseau principal en se fondant sur la preuve et en faisant appel à son jugement »[21]. Comme la Cour l'a indiqué également, le coût du capital constitue le principal élément des coûts du réseau principal et est inclus dans le coût du service du réseau principal[22].

Le juge d'appel Rothstein, dans l'arrêt *TransCanada* c. *ONÉ*, a décrit ainsi ce que le coût du capital représente pour un service public :

> Le coût du capital d'un service public correspond au rendement global que les investisseurs doivent obtenir à l'égard de leurs placements afin de garder leurs capitaux investis dans le service public et d'investir de nouveaux capitaux dans ce service public. Ce rendement est obtenu sous la forme d'intérêts sur les titres d'emprunt ainsi que de dividendes et d'appréciation du capital à l'égard du capital-actions. Habituellement, ce rendement est défini comme étant le taux de rendement que les investisseurs exigent à l'égard de leurs placements dans des titres d'emprunt ou dans le capital-actions[23].

Suivant l'approche traditionnelle, une fois que l'Office a établi les taux de rendement liés au capital-actions et aux titres d'emprunts, ceux-ci sont réunis en un seul taux de rendement composé du capital, fondé sur les montants relatifs de la dette et du capital-actions dans la structure du capital du service public. L'Office définit pour chaque société pipelinière une structure du capital qui reflète la proportion de dette et de capital-actions nécessaire pour financer les coûts engagés raisonnablement par la société. Il effectue cette évaluation en s'appuyant sur les témoignages d'experts. Pour tenir compte du risque plus ou moins élevé attribué à une société pipelinière en particulier, la composante du capital-actions de la structure du capital est rajustée. Plus le risque attribué à la société pipelinière est élevé, plus la composante du capital-actions requise dans la structure du capital est importante. Il en est ainsi parce que le capital-actions soutient les capitaux d'emprunt, dont le remboursement est le plus souvent fixé par des modalités précises. Ainsi, un niveau plus élevé

---

20 *TransCanada* c. *ONÉ*, précité, note 8, paragr. 5.

21 *Ibidem*, paragr. 32.

22 *Ibidem*, paragr. 5.

23 *Ibidem*, paragr. 6.

de capital-actions réconforte les prêteurs de capitaux d'emprunt parce qu'il améliore la probabilité qu'ils recouvreront les capitaux qu'ils ont investis, si la société ne parvient pas à respecter ses engagements financiers.

Norme de rendement équitable

Un certain nombre de parties ont invoqué des cas de jurisprudence, autres que les causes déjà traitées dans la présente Opinion, pour étayer leurs arguments concernant la détermination du coût du capital et du rendement global. Les jugements *Northwestern Utilities (1929)*, *Bluefield* et *Hope* sont des arrêts clés en ce qui a trait à la norme de rendement équitable. Par souci de commodité, nous en reprenons les passages pertinents ici.

Dans l'arrêt *Northwestern Utilities (1929)*, le juge Lamont de la Cour suprême du Canada a déclaré ce qui suit :

> [Traduction] Le rôle de la régie consistait à fixer des taux justes et raisonnables, c'est-à-dire des taux qui, dans les circonstances, seraient justes pour le consommateur, d'une part et, d'autre part, garantiraient à la société un rendement équitable sur le capital investi. Un rendement équitable signifie que la société pourra retirer du capital investi dans son entreprise un rendement (net) aussi élevé que celui qu'elle aurait obtenu en investissant la même somme dans d'autres placements présentant une attractivité, une stabilité et un degré de certitude comparables à ceux de l'entreprise de la société[24].

Dans l'arrêt *Bluefield*, la Supreme Court des États-Unis a exprimé l'opinion suivante :

> [Traduction] La société prétend que le taux de rendement est trop faible et spoliateur. Le taux annuel qui constitue véritablement une compensation équitable dépend d'un grand nombre de circonstances et il doit être déterminé en exerçant un jugement équitable et éclairé qui tient compte de tous les faits pertinents. Un service public a droit à des taux de rendement qui lui permettent de toucher sur la valeur de la propriété qu'il utilise à des fins d'utilité publique un rendement égal à celui qui est généralement tiré, au même moment et essentiellement dans la même région du pays, de placements dans d'autres entreprises commerciales qui présentent des risques et un niveau d'incertitude comparables; cependant, le service public n'a

24 *Northwestern Utilities (1929)*, précité, note 9, pages 192 et 193.

> aucun droit constitutionnel à des profits tels que ceux qui peuvent être tirés ou attendus d'entreprises très profitables ou d'opérations spéculatives. Le rendement devrait être raisonnablement suffisant pour inspirer confiance dans la solidité financière du service public et devrait être suffisant, moyennant une gestion économique et efficiente, pour maintenir et soutenir la cote de solvabilité du service public et lui permettre de lever les fonds dont il a besoin pour s'acquitter convenablement de ses devoirs publics. Un taux de rendement peut être raisonnable à un moment donné, mais devenir trop élevé ou trop faible en raison de changements qui se répercutent sur les possibilités d'investissement, le marché monétaire et la conjoncture économique en général25.

Enfin, dans l'arrêt *Hope*, la Supreme Court des États-Unis s'est prononcée comme suit :

> [Traduction] Nous avons dit dans l'arrêt *Federal Power Commission* v. *Natural Gas Pipeline Co.* que la Commission n'est pas obligée d'utiliser une formule en particulier ni même une combinaison de formules pour déterminer les taux. De plus, dans l'exercice de cette fonction de tarification, la Commission doit faire des « rajustements pragmatiques ». Lorsque le décret de la Commission est contesté en cour, il faut se demander si ce décret, « vu dans son ensemble », répond aux exigences de la Loi. Suivant la norme légale de ce qui est « juste et raisonnable », le facteur déterminant est le résultat, non pas la méthode employée pour y parvenir. Ce qui compte est l'impact du décret concernant les taux, pas la théorie. Si l'effet global du décret sur les taux ne peut pas être qualifié d'injuste et de déraisonnable, l'enquête judiciaire n'a plus sa raison d'être en vertu de la Loi. Le fait que la méthode employée pour parvenir à ce résultat puisse receler des faiblesses n'a plus d'importance non plus. Qui plus est, le décret de la Commission ne devient pas suspect parce qu'il est contesté. Il s'agit de l'issue d'un jugement d'experts dont on doit présumer qu'il est valable. Et quiconque devait écarter le décret concernant les taux pris en vertu de la Loi aurait à supporter le lourd fardeau de démontrer de manière concluante qu'il n'est pas valable parce que ses conséquences sont injustes et déraisonnables.

---

25 *Bluefield*, précité, note 10, pages 692 et 693.

> Aux termes de la Loi, le processus de tarification, c'est-à-dire la fixation de droits « justes et raisonnables », suppose que l'on trouve un équilibre entre les intérêts des investisseurs et ceux des consommateurs. Ainsi, nous avons déclaré dans l'arrêt *Natural Gas Pipeline Co.* que « la réglementation ne garantit pas que l'entreprise produira des recettes nettes ». Cependant, mise à part cette considération, l'investisseur s'intéresse à juste titre à l'intégrité financière de la société dont les taux sont soumis à la réglementation. Dans l'optique de l'investisseur ou de l'entreprise, il importe de produire assez de recettes non seulement pour couvrir les frais d'exploitation, mais aussi pour absorber les coûts d'immobilisations de la société, lesquels incluent le service de la dette et le versement de dividendes sur les actions. Selon cette norme, le rendement dont bénéficie le propriétaire des capitaux devrait correspondre à celui qui est tiré de placements dans d'autres entreprises qui présentent des risques équivalents. Qui plus est, ce rendement devrait être suffisant pour maintenir la confiance dans l'intégrité financière de l'entreprise, de manière à préserver sa cote de solvabilité et à attirer des capitaux. Les conditions faisant que l'on puisse autoriser un rendement un peu plus élevé ou un peu plus faible n'importent guère ici. Il est également sans importance, en l'espèce, de déterminer les diverses façons qui peuvent être employées pour fixer la base tarifaire sur laquelle ce rendement est calculé[26]. [citations omises]

La décision RH-1-70 a été la toute première instance tenue en vertu de la partie IV de la Loi sur l'ONÉ au sujet des droits à percevoir par TransCanada. Dans cette décision, l'Office a largement cité, débattu et invoqué la jurisprudence mentionnée ci-dessus. L'Office est parvenu à la conclusion suivante au sujet du cadre dans lequel doit s'inscrire l'examen d'un taux approprié de rendement pour TransCanada :

> L'Office estime qu'en ce qui concerne la réglementation des taux, ses pouvoirs et fonctions comprennent d'une part, la charge d'empêcher l'exploitation d'un monopole favorable à des prix excessifs et d'autre part, d'exercer sa fonction de réglementation de telle sorte que l'entreprise réglementée ait l'occasion de récupérer ses frais raisonnables et de gagner un profit raisonnable sur le capital utilement employé en vue de dispenser des services d'utilité publique. Il soutient, en outre, que pour être raisonnable, un tel profit doit être comparable à celui que

26 *Hope*, précité, note 11, pages 602 et 603.

> rapporterait le capital investi dans une autre entreprise dont le risque est analogue. L'Office accepte, sous toutes réserves, que le taux de rendement est la notion peut-être la plus couramment utilisée en vue de prévoir dans une certaine période à venir le taux de profit jugé le plus approprié pour le capital employé utilement par une entreprise réglementée qui a dispensé des services d'utilité publique pendant une période d'essai donnée[27].

Dans ses Motifs de décision RH-4-2001, l'Office a exposé ce qu'il estimait être les caractéristiques d'un rendement équitable. Une de celles-ci était l'équilibre approprié entre les intérêts des clients et ceux des investisseurs. L'Office a souligné que l'intérêt des clients, quand il est question de taux de rendement, est surtout lié à l'impact que le taux de rendement approuvé aura sur les droits et a conclu qu'il s'agit d'un facteur pertinent dans la détermination d'un rendement équitable[28]. Dans sa décision RH-R-1-2002, portant sur la demande de révision de la décision RH-4-2001 faite par TransCanada, l'Office a réitéré l'opinion que l'équilibre entre les intérêts des clients et ceux des investisseurs du service public peut être pris en considération[29]. La Cour d'appel fédérale, se prononçant sur ce point dans l'arrêt *TransCanada* c. *ONÉ*, a donné raison à l'argument de TransCanada selon lequel le taux de rendement requis sur le capital-actions devrait être fondé uniquement sur le coût des capitaux propres du réseau principal. La Cour a jugé que les répercussions que les éventuelles augmentations de droits en résultant pourraient avoir pour les clients ne constituent pas une considération pertinente dans cette détermination[30]. S'il est vrai que les consommateurs ont intérêt à s'assurer que les coûts du réseau principal ne sont pas exagérés et qu'ils peuvent, par conséquent, produire une preuve dans ce sens, cette dernière doit se rapporter aux coûts du réseau principal. La Cour a noté, par ailleurs, que l'Office pouvait envisager d'échelonner les augmentations de droits afin d'atténuer d'éventuelles perturbations tarifaires. Elle a constaté, enfin, qu'il n'avait pas été prouvé que l'Office avait tenu compte des répercussions sur les clients en déterminant le taux de rendement requis du réseau principal[31] et elle a rejeté l'appel. Dans la décision qu'il a rendue le 19 novembre 2004 à l'égard d'une requête de TransCanada (voir l'annexe III), l'Office a confirmé qu'il n'accorderait pas de poids, dans les déterminations qu'il est appelé à faire durant la phase II, à une preuve traitant des répercussions des droits sur les clients.

---

27 RH-1-70, précité, note 13, page 7-5.

28 RH-4-2001, précité, note 4, pages 11 et 12.

29 RH-R-1-2002, précité, note 5, page 1.

30 *TransCanada* c. *ONÉ*, précité, note 8, paragr. 35 et 36.

31 *Ibidem*, paragr. 37

L'Office juge que la norme de rendement équitable peut s'énoncer en ayant égard à trois exigences particulières. Plus précisément, un taux de rendement sur le capital qui est équitable ou raisonnable devrait :

- être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue (critère de l'investissement comparable);
- permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière (critère de l'intégrité financière);
- permettre à l'entreprise d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (critère de l'effet d'attraction de capitaux).

L'Office estime que la détermination d'un rendement équitable en fonction des critères susmentionnés, associée à d'autres aspects des besoins en produits du réseau principal, donnera lieu à des droits qui sont justes et raisonnables.

Méthode à employer pour déterminer la structure du capital

La discussion qui précède établit le cadre dans lequel doit s'inscrire l'examen par l'Office des questions afférentes au coût du capital. Différents points de vue ont été présentés au sujet de l'approche qu'il convenait d'utiliser pour établir la proportion appropriée de capital-actions et des éléments auxquels la norme de rendement équitable serait appliquée.

L'ACIG a fait valoir que la décision RH-2-94 prévoit un mécanisme de réexamen pour l'éventualité d'un changement notable survenu du point de vue du risque commercial, mécanisme qui demeure en vigueur. L'ACIG a argué par ailleurs qu'il fallait que le demandeur dépose une requête sollicitant la modification et l'annulation de cette disposition de la décision RH-2-94, ce qui n'a pas été fait en l'occurrence. Selon l'Office, le libellé de la décision RH-2-94 traduit le souhait ou l'expectative de l'Office que la décision concernant la structure du capital demeurera valide pendant une période de plusieurs années. Dans cette décision, l'Office a également indiqué qu'il serait disposé à envisager une réévaluation de la structure du capital si le risque commercial, la structure ou les fondements financiers d'une entreprise changeaient sensiblement. L'Office estime que le libellé de la décision RH-2-94 ne tentait pas d'établir une norme qui, faute d'être atteinte, interdirait qu'une société dépose une demande, mais se voulait plutôt une indication des circonstances dans lesquelles, selon lui, un réexamen de la question serait approprié. De plus, l'Office, dans les jugements qu'il a rendus avant la partie orale de la présente instance, a déclaré qu'il ne se limiterait pas à une méthode en particulier pour examiner les questions afférentes à la structure du capital. Par conséquent, l'Office juge qu'il n'est pas

nécessaire que le demandeur dépose une requête en vue de faire modifier la décision RH-2-94.

TransCanada a soutenu que l'Office devrait déterminer la structure du capital en tenant compte du rendement total, car, en tant que question de droit, il a le devoir d'établir un rendement global équitable pour le réseau principal et la norme de rendement équitable s'applique au rendement global. De cette conclusion, l'Office pourra inférer la composante du capital-actions du réseau principal. L'approche décrite ci-dessus incorpore l'argument de TransCanada selon lequel l'Office ne devrait pas limiter son examen aux changements survenus dans le risque commercial depuis la dernière fois qu'il a évalué le coût du capital du réseau principal, soit en 2001, mais plutôt aborder cet examen en faisant table rase.

Bon nombre des intervenants étaient d'accord pour dire que l'Office devait accorder un rendement équitable à TransCanada, mais ils contestaient l'assertion de TransCanada que l'Office est obligé de tenir compte du rendement global pour fixer la structure du capital du réseau principal. Les intervenants privilégiaient plutôt l'approche traditionnelle de l'Office, qui consiste à déterminer le rendement du capital-actions puis à évaluer les risques commercial et financier auxquels la société pipelinière est confrontée. D'ordinaire, cette évaluation examine comment chaque aspect du risque commercial a changé depuis la dernière fois qu'il a été apprécié. L'étape finale de cette approche consiste à établir une structure du capital, ou un ratio du capital-actions ordinaire, qui, combinée au RCA, procurera un rendement global proportionné au niveau de risque commercial inhérent à l'investissement. Certains intervenants voyaient dans cette opération un simple calcul arithmétique.

S'il est vrai que certaines parties, au début de l'audience, semblaient assez retranchées dans leurs positions au sujet de l'à-propos qu'une partie adverse présente sa cause suivant une méthode particulière, la plupart d'entre elles ont semblé reconnaître, à mesure qu'avançait l'audience, que la loi n'interdit pas d'adopter une approche différente. Ainsi, l'argumentation des parties a eu tendance à s'orienter vers une discussion sur l'approche qu'il était le plus approprié d'utiliser pour parvenir à une décision concernant la structure du capital. Outre qu'elle établit que le rendement attribué à la société doit répondre à la norme de rendement équitable, la jurisprudence n'est d'aucun secours pour ce qui est d'indiquer la méthode à suivre.

L'Office convient avec l'ACPP et d'autres parties qu'il a longtemps eu pour pratique d'examiner séparément les éléments qui entrent dans la détermination du rendement total, au lieu d'évaluer une preuve qui porte spécifiquement sur le rendement global. Dans la décision RH-2-94 concernant le coût du capital de plusieurs sociétés pipelinières, l'Office avait établi un RCA pour une société pipelinière repère, qui devait être

appliqué à toutes les sociétés faisant partie de l'audience. L'Office avait ensuite établi qu'il serait tenu compte des différences de risque entre les sociétés en rajustant en conséquence le ratio du capital-actions ordinaire[32]. Pour ce faire, il commençait par analyser le risque commercial de chaque société pipelinière, puis tenait compte de facteurs tels que les besoins de financement, l'importance du pipeline et la capacité d'accès aux marchés financiers[33].

Dans l'instance RH-4-2001, l'Office a examiné, et rejeté, la proposition de TransCanada concernant le CMPCAI. Selon lui, son évaluation des changements survenus dans le risque commercial du réseau principal depuis qu'il l'avait examiné au cours de l'instance RH-2-94 justifiait un relèvement du ratio du capital-actions ordinaire du réseau principal. L'Office a conclu, comme il l'avait fait lors de l'instance RH-1-70, que les déterminations faites étaient conformes aux principes juridiques mis de l'avant durant l'audience RH-4-2001, notamment la norme de rendement équitable, et il a jugé que les décisions rendues se traduiraient par un rendement équitable pour le réseau principal.

Du reste, l'Office convient avec TransCanada que la jurisprudence établit que c'est le rendement global du capital d'une société qui doit satisfaire aux critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'effet d'attraction de capitaux qui forment la norme de rendement équitable. Cependant, à son avis, cela n'oblige pas l'Office à faire les déterminations requises en se fondant strictement sur l'examen d'une preuve concernant le rendement global.

De même, s'il est libre d'examiner les changements survenus dans le risque commercial depuis une décision antérieure pour établir la proportion appropriée du capital-actions pour le réseau principal, l'Office n'est pas obligé de se cantonner à cette approche. Lorsqu'il utilise la méthode traditionnelle, l'Office veille à ce que chaque élément entrant dans la détermination du rendement global soit raisonnable. Il exerce ensuite son jugement pour garantir que le taux de rendement résultant est équitable au regard des exigences légales. Par conséquent, la détermination du rendement du capital ne se résume pas à un calcul arithmétique de divers éléments. L'Office doit toujours exercer son jugement pour s'assurer que le rendement du capital est équitable.

Bref, comme la Cour d'appel fédérale l'a indiqué dans l'arrêt *TransCanada* c. *ONÉ*, l'Office, lorsqu'il utilise une méthode fondée sur le coût du service, doit déterminer minutieusement les coûts du réseau principal en se fiant à la preuve produite et en faisant preuve d'un

32 RH-2-94, précité, note 1, page 6.

33 *Ibidem*, page 25.

jugement sûr[34]. Au delà de cette exigence, l'Office n'est pas légalement tenu de souscrire à une méthode en particulier.

Ainsi, l'Office n'a pas à se cantonner à la preuve concernant les changements notables survenus depuis la dernière fois qu'il a établi la structure du capital du réseau principal, pas plus qu'il n'est tenu d'accorder de l'importance à une preuve particulière concernant le rendement global. L'Office se doit d'examiner l'ensemble de la preuve dont il est saisi, d'établir son importance relative et d'exercer son jugement pour rendre les décisions requises. Ce faisant, l'Office doit veiller à ce que les décisions en résultant respectent l'exigence de la Loi voulant que les droits fixés soient justes et raisonnables et, puisque le réseau principal est assujetti à la réglementation fondée sur le coût du service, que le rendement du capital accordé à la société réponde à la norme de rendement équitable. En l'occurrence, l'Office doit exercer son jugement pour s'assurer que le ratio autorisé du capital-actions ordinaire, affecté au RCA de 9,56 % fixé pour le réseau principal, procurera à TransCanada un rendement équitable du capital-actions en 2004.

Ainsi, l'importance qu'il convient d'accorder à un élément de preuve ou à une méthode en particulier est une question de jugement. Dans les chapitres qui vont suivre, l'Office résume la preuve et les positions des parties, et exprime ses vues sur l'importance relative que cette preuve devrait revêtir dans les déterminations qu'il doit faire au cours de la phase II.

34 *TransCanada* c. *ONÉ*, précité, note 8, paragr. 32.

Chapitre 3

Débentures subordonnées de rang inférieur

TransCanada a introduit des débentures subordonnées de rang inférieur (DSRI) dans la structure du capital du réseau principal en 1997. Elles représentaient une solution de rechange économique pour remplacer les actions privilégiées qui faisant antérieurement partie des capitaux permanents du réseau principal. L'instance RH-2-94, qui se rapportait initialement à l'année d'essai 1995, est la dernière audience exhaustive sur le coût du capital du réseau principal à avoir eu lieu avant la conversion des actions privilégiées en DSRI. Dans cette décision, l'Office avait formulé la conclusion suivante : « étant donné les taux actuels du coût de la dette, il convient pour TransCanada de garder des actions privilégiées dans sa structure du capital à l'heure actuelle »[35]. Les actions privilégiées représentaient 9,96 % des capitaux permanents du réseau principal en 1995.

TransCanada avait émis deux tranches de DSRI et les deux ont été affectées entièrement au réseau principal, soit une émission d'un montant de 160 millions de dollars US (DSRI à 8,75 %), qui a été rachetée en 2003, et une émission, en 1998, de 460 millions de dollars US (DSRI à 8,25 %), qu'elle proposait de racheter en 2004. TransCanada a indiqué que, depuis 1998, les DSRI ont constitué environ 10 % des capitaux permanents totaux du réseau principal, sous la forme de titres privilégiés, et qu'elle proposait de remplacer cette composante de 10 % du capital du réseau principal par 7 % de dette autorisée non émise et 3 % de capital-actions ordinaire.

TransCanada a prié l'Office d'approuver l'élimination des DSRI de la structure du capital du réseau principal et d'indiquer de façon précise ce par quoi elle devait les remplacer. TransCanada a noté que, même si l'Office ne pouvait pas lui ordonner d'appeler les DSRI au rachat, il pouvait déterminer si les coûts occasionnés au service public peuvent être inclus dans les besoins en produits du réseau principal et recouvrés par le biais des droits de transport.

Position de TransCanada

TransCanada a fait valoir divers avantages associés aux changements qu'elle proposait d'apporter aux capitaux permanents du réseau principal. L'élimination des DSRI libellées en dollars US permettrait de réaliser un gain de change unique considérable dont bénéficieraient les expéditeurs, elle simplifierait la structure du capital du réseau principal et elle réduirait à l'avenir l'exposition du réseau principal au risque de change et aux conséquences d'autres changements sur le plan de la comptabilité ou du traitement par les agences d'évaluation du crédit.

Selon TransCanada, les DSRI ne constituent ni du capital-actions ordinaire ni de la dette, mais elles soutiennent les créances de premier rang. Par conséquent, il faudrait que le rachat proposé des DSRI et leur remplacement partiel par des titres de créance de premier rang soient contrebalancés par un relèvement de la proportion du capital-actions ordinaire dans la structure

35 RH-2-94, précité, note 1, page 28.

du capital du réseau principal. TransCanada a laissé entendre que les agences d'évaluation du crédit accordent habituellement un crédit de capital de 30 à 40 % pour des titres hybrides tels que les DSRI. La structure du capital proposée pour le réseau principal en 2004 refléterait ce traitement, incorporant une hausse de 7 % des créances de premier rang et une augmentation de 3 % du capital-actions ordinaire. TransCanada a soutenu qu'il ne conviendrait pas de racheter les DSRI et de les remplacer par un instrument analogue parce qu'il n'y a pas de marché pour ce genre de titres au Canada à l'heure actuelle.

TransCanada a fait valoir que l'évolution des normes de comptabilité et d'évaluation du crédit l'oblige à modifier la composante des titres privilégiés dans la structure du capital du réseau principal. Selon elle, les agences d'évaluation du crédit voient d'un oeil plus critique le soutien du crédit que des titres hybrides comme les DSRI apportent à des créances de premier rang. De plus, le Conseil canadien des normes comptables a annoncé que les DSRI seraient vraisemblablement classées comme créances suivant les principes comptables généralement reconnus (PCGR) d'ici la fin de 2004. TransCanada a souligné que les propriétés des DSRI à titre de soutien du crédit se sont affaiblies et que ces instruments ne conviennent plus pour les fins qu'ils sont censés servir, c'est-à-dire procurer un soutien du crédit.

Si l'Office autorisait un ratio du capital-actions de 40 % pour le réseau principal, il ne serait pas nécessaire, selon TransCanada, d'apporter d'autres ajustements au ratio du capital-actions présumé pour tenir compte du rachat des DSRI. Par contre, si l'Office déterminait que la structure du capital appropriée devrait comprendre moins que 40 % de capital-actions, il lui faudrait déterminer à ce moment-là le crédit de capital que le rachat des DBRI justifierait d'accorder. TransCanada a laissé entendre que, si elle rachetait les DBRI, il conviendrait que le ratio du capital-actions du réseau principal soit porté de 33 % à 36 %, peu importe les conclusions auxquelles l'Office pourrait en arriver au sujet du risque commercial. TransCanada voyait une structure du capital (en supposant le rachat des DSRI) composée de 36 % de capital-actions ordinaire et de 64 % de titres de créance de premier rang comme une variante du statu quo.

Dans sa demande initiale, TransCanada avait proposé le 30 juin 2004 comme date d'effet pour le rachat des DSRI. Cependant, à la fin de janvier 2005, elle a admis que l'opération de rachat n'avait pas été accomplie. TransCanada a soutenu que l'Office pourrait fournir une orientation en la matière sans présumer rendre une décision au sujet de l'année 2005.

En réplique à l'assertion de l'ACPP portant que le rachat de titres privilégiés avait déjà été pris en considération dans la décision RH-4-2001, TransCanada a souligné que cette décision ne fait aucunement mention de titres privilégiés et que le relèvement de 3 % de la proportion de capital-actions ordinaire que l'Office a autorisé lors de cette décision tenait à un accroissement du risque commercial.

Positions des intervenants

L'ACPP a soutenu que l'Office avait traité les DSRI comme des créances dans sa décision RH-4-2001 et qu'il devrait continuer de le faire. Elle a ajouté que les DSRI sont des instruments productifs d'intérêt et qu'elles représentent fondamentalement une dette. L'ACPP a argué que même si le rachat des DSRI pourrait s'accompagner d'un éventuel gain de change considérable,

réalisé une seule fois, le remplacement de ces débentures par un mélange de dette et de capital-actions ordinaire était une solution plus coûteuse. Elle a soutenu, par conséquent, que TransCanada devrait soit laisser les DSRI en place, soit les remplacer par un instrument analogue. Selon elle, les modalités de la dette de remplacement représentent une question qui doit relever du jugement prudent de la direction de l'entreprise.

L'ACPP a rejeté l'assertion de TransCanada selon laquelle la structure du capital du réseau principal comprend une couche de 10 % de titres privilégiés, notant que la quantité de DSRI comprise dans la structure du capital est une question d'arithmétique qui dépend de la valeur en dollars des DSRI qui se trouvent à faire partie de la structure du capital à un moment donné. Elle a souligné que les DSRI comptent actuellement pour environ 8,5 % des capitaux permanents du réseau principal.

L'ACPP a fait remarquer que TransCanada n'avait pas sollicité l'approbation de l'Office pour racheter les DSRI à 8,75 % en 2003, et que ce rachat avait eu un effet sur la structure du capital du réseau principal. Elle a argué, de plus, que TransCanada avait eu l'intention de discuter de cette question avec son Groupe de travail sur les droits (GTD), en temps utile, mais qu'elle avait finalement choisi d'agir unilatéralement. L'ACPP contestait l'assertion de TransCanada que l'entreprise avait agi par altruisme, c'est-à-dire en pensant à ses expéditeurs, lorsqu'elle a racheté les DSRI en 2003. Elle a soutenu qu'il n'y avait aucun besoin pressant d'apporter ce changement dans la structure du capital du réseau principal et que le GTD aurait dû être consulté. Elle a laissé entendre, de plus, que cette mesure avait été motivée par le désir de sortir le réseau principal d'une position de surplus de dette, ce qui était à l'avantage de TransCanada.

L'ACPP a indiqué que les DSRI se classent derrière les créances de premier rang tant du point de vue du taux d'intérêt que de l'ordre de règlement des créances dans une procédure de faillite. Elle a mentionné une présentation dans laquelle la Standard and Poor's (S&P) avait indiqué que la structure du capital du réseau principal est constituée de 33 % de capital-actions ordinaire et de 67 % de dette, pour étayer sa position que S&P ne reconnaît aucun crédit de capital pour les DSRI. L'ACPP a souligné, de plus, que l'Office avait été au courant de l'utilisation d'actions privilégiées dans la capitalisation du réseau principal, mais qu'il ne les avait pas considérées comme du capital-actions ordinaire et avait fixé expressément la structure du capital du réseau principal à 33 % de capital-actions ordinaire et 67 % de dette, en incluant les DSRI dans la composante de la dette sans leur affecter une valeur de capital. Selon l'ACPP, l'Office a reconnu qu'il y a toutes sortes de créances dans la catégorie de la dette, mais qu'elles sont toutes classées comme dette.

Le rachat des DSRI n'ayant pas été effectué à compter de janvier 2005, il était difficile, selon l'ACPP, de demander à ce qu'il ait un effet rétroactif. Elle a indiqué qu'il faudrait que les avantages entraînés par le changement à la structure du capital, s'il y en avait, soient appliqués de façon prospective.

L'ACIG et Coral souscrivaient aux arguments de l'ACPP au sujet des DSRI. Coral a aussi laissé entendre que l'Office avait le choix soit de laisser à TransCanada le soin de gérer les DSRI allouées au réseau principal, soit d'approuver la requête de TransCanada en vue de remplacer les DSRI par des créances de premier rang et du capital-actions ordinaire. Selon Coral, la deuxième option serait la moins avantageuse pour les expéditeurs.

L'Ontario a exprimé l'avis qu'étant donné que le rachat des DSRI n'était pas survenu durant l'année d'essai 2004, il ne serait pas approprié que l'Office effectue des ajustements relativement aux DSRI dans la structure présumée du capital du réseau principal en 2004.

Opinion de l'Office

L'Office juge que des titres hybrides, tels que les DSRI, peuvent procurer un soutien du crédit à des créances de premier rang. Toutefois, il appert que, comme TransCanada l'a reconnu, le soutien du crédit apporté par les DSRI s'est affaibli depuis leur émission à la fin des années 1990. L'Office constate l'absence de consensus entre les agences d'évaluation du crédit quant à la quantité précise de crédit de capital accordée pour les DSRI de TransCanada.

L'Office souligne que, dans le cadre de la décision RH-4-2001, les DSRI avaient été considérées comme faisant partie de la dette du réseau principal[36] et que leur taux de coût avait été pris en compte dans le calcul du coût global de la dette du réseau principal. L'Office juge que la couverture de tous les frais fixes est d'égale importance qu'il s'agisse de frais d'intérêts sur la dette ou de dividendes à verser sur des actions privilégiées. Par conséquent, il convient de traiter toutes les valeurs à revenu fixe comme des parties intégrantes de la composante de la dette dans la structure du capital du réseau principal. Pour ce faire, l'Office estime qu'il faut se concentrer sur la détermination d'un ratio approprié du capital-actions pour le réseau principal, au lieu de faire des constatations précises sur la composition de la dette.

L'Office remarque que, par le passé, il a apprécié le risque commercial des pipelines qu'il réglemente et tenu compte de ces risques relatifs en ajustant la composante présumée du capital-actions dans leur structure du capital. En effet, dans la décision RH-2-94, l'Office a affirmé ce qui suit :

> L'Office reconnaît que les sociétés exploitant un gazoduc ont quelques caractéristiques individuelles distinctives, qui sont décrites dans les paragraphes précédents. Tout compte fait, cependant, l'Office est d'avis que les risques d'affaires de TransCanada, Foothills, ANG et TQM s'équivalent, de sorte qu'on peut attribuer à ces sociétés le même ratio du capital-actions ordinaire. Par conséquent, l'Office approuve un ratio du capital-actions ordinaire de 30 % pour TransCanada, Foothills, ANG et TQM[37].

---

36 RH-4-2001, précité, note 4, p. 66.

37 RH-2-94, précité, note 1, p. 30.

Toujours dans la décision RH-2-94, après avoir fixé un ratio du capital-actions ordinaire de 30 % pour le réseau principal, l'Office a approuvé le maintien des actions privilégiées dans sa structure du capital, en soulignant ce qui suit :

> Quant au capital-actions privilégié, l'Office conclut qu'étant donné les taux actuels du coût de la dette, il convient pour TransCanada de garder des actions privilégiées dans sa structure du capital à l'heure actuelle[38].

Selon l'Office, toute la question du rôle des titres privilégiés en est une d'efficience par rapport au coût, plutôt que de soutien du crédit, étant donné que le même ratio du capital-actions ordinaire a été approuvé dans la décision RH-2-94 pour des pipelines présentant des risques similaires, peu importe si leur structure du capital comprenait des actions privilégiées ou non. Suivant ce raisonnement, l'Office, en l'espèce, déterminera un ratio approprié du capital-actions ordinaire uniquement au regard de la dette. Si des titres hybrides se trouvent à faire partie de cette dette et apportent un soutien aux créances de premier rang, l'Office jugera la situation raisonnable dans la mesure où elle obéit au principe d'efficience. L'Office estime qu'une gestion raisonnable et prudente devrait avoir pour objectif de réduire les coûts au minimum, y compris les frais de financement.

L'Office a pris bonne note de l'assertion de TransCanada portant que le rachat des DSRI pourrait permettre de réaliser un gain de change unique considérable, mais il estime que les avantages à long terme procurés aux expéditeurs du réseau principal sont moins certains, étant donné qu'on ignore les taux de coût futurs des titres qui serviraient à remplacer les DSRI. TransCanada a affirmé qu'elle visait à simplifier la structure du capital du réseau principal, à réduire son exposition aux fluctuations du change et à parer à d'autres changements dans les normes comptables. L'Office trouve qu'il s'agit d'objectifs valables, mais que TransCanada peut gérer les risques connexes sans que l'Office lui fournisse des directives explicites quant à savoir si elle doit racheter ou conserver les DSRI.

L'Office n'est pas disposé à ordonner que les DSRI soient retirées de la structure du capital du réseau principal. Les DSRI sont aussi efficientes en termes de coûts que le reste de la dette structurelle de premier rang du réseau principal et il ne voit donc aucune raison d'en ordonner le retrait de sa structure du capital. L'Office note, par ailleurs, que bien que la demande de TransCanada vise l'année d'essai 2004, la société n'a pas racheté les DSRI en 2004, même si elle aurait pu le faire. Par conséquent,

38 *Ibidem*, p. 28.

pour les fins de la tarification, les DSRI devraient continuer à faire partie de la dette autorisée émise du réseau principal en 2004.

TransCanada a le pouvoir discrétionnaire de racheter les DSRI ou de les conserver dans la structure du capital du réseau principal. Pour sa part, l'Office continuera à les traiter comme une composante de la dette du réseau principal. Dans une optique prospective, s'il advenait que les DSRI étaient rachetées, l'Office n'envisage pas qu'il y aurait lieu de modifier le ratio du capital-actions du réseau principal. Comme toujours, les décisions futures que TransCanada prendra au sujet des DSRI pourraient être soumises à un examen de prudence.

Décision

Les DSRI à 8,25 % continueront à faire partie de la dette autorisée émise du réseau principal durant l'année d'essai 2004.

Chapitre 4

Risque commercial

Le risque commercial associé à un pipeline est un facteur déterminant dans l'analyse de la structure appropriée du capital. Dans les présents Motifs de décision, nous abordons l'examen du risque commercial en évaluant séparément le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de réglementation, le risque de concurrence et le risque d'exploitation. Ces diverses formes de risque sont interreliées et la ligne de démarcation entre chacune est une question de point de vue. Ce qu'une partie peut considérer comme une source de risque de marché, une autre peut voir comme étant un risque de concurrence. Pour éviter les répétitions, chaque concept sera présenté sous une seule catégorie de risque, même si les parties ont pu en discuter sous différentes catégories.

4.1 Approche de l'évaluation du risque commercial

Position de TransCanada

TransCanada a soutenu que la détermination de la structure du capital doit être faite en fonction de l'ensemble de la preuve ayant trait à la situation du réseau principal en 2004, pas seulement des changements survenus depuis l'instance RH-4-2001. Toutefois, elle a reconnu qu'à certains égards, notamment celui de l'approvisionnement, il est pertinent d'examiner les changements qui se sont produits depuis la décision RH-4-2001. TransCanada a argué qu'il n'est pas nécessaire que l'Office détermine les changements survenus depuis 2001 ou conclue qu'il a commis une erreur au cours de l'instance RH-4-2001 pour donner raison à TransCanada dans la présente instance.

Positions des intervenants

Selon l'ACPP, il est pertinent de centrer l'instance sur la détermination des changements survenus depuis la décision RH-4-2001 qui sont de nature à justifier la modification de la structure du capital, puisque les faits antérieurs à cette décision ont été traités au cours de l'instance en question. L'ACPP a souligné que les principaux messages véhiculés par TransCanada au sujet du risque commercial sont les mêmes que ceux qu'elle a présentés durant l'instance RH-4-2001. Elle a soutenu que les enjeux liés à l'approvisionnement, aux marchés, à la concurrence et à la réglementation n'ont pas accru le risque commercial du réseau principal depuis 2001 et que TransCanada n'a produit aucune preuve établissant qu'un changement notable est survenu depuis ce moment-là.

L'ACIG a argué que le critère du changement notable dans les circonstances, posé lors de la décision RH-2-94, devrait être appliqué dans le cadre de la présente instance et que, selon elle, la preuve est insuffisante pour démontrer qu'un changement notable s'est produit depuis l'instance RH-4-2001.

Coral a fait valoir que TransCanada n'a pas prouvé que le risque commercial auquel elle est exposée a changé sensiblement depuis 2001 ni que l'Office a mal compris la situation au moment de rendre la décision RH-4-2001.

L'Ontario a soutenu que les changements au risque commercial que TransCanada allègue s'être produits depuis l'instance RH-4-2001, en ce qui touche notamment l'approvisionnement, le rythme de croissance du marché, la mise en valeur du gaz naturel liquéfié (GNL) en tant que solution de rechange, et les fondements contractuels du réseau principal, n'ont pas fait augmenter sensiblement le risque commercial du réseau principal depuis la décision RH-4-2001.

4.2 Risque d'approvisionnement

Le risque d'approvisionnement se définit comme le risque que la disponibilité matérielle de ressources en gaz naturel affecte la capacité du réseau principal de générer des produits.

Position de TransCanada

TransCanada a fait valoir que le risque d'approvisionnement est un important enjeu à long terme parce que l'approvisionnement provenant du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) a plafonné, ou est en baisse, et que les pipelinières se font concurrence pour l'attirer. La question de la concurrence concernant l'approvisionnement est aussi examinée à la section 4.5, Risque de concurrence.

Pour exposer ce qu'elle voyait comme une fourchette plausible de résultats au chapitre de l'approvisionnement en gaz naturel et des débits du réseau principal, TransCanada a préparé une étude des débits dans laquelle elle a défini des scénarios qui tiennent compte des approvisionnements classiques et non classiques du BSOC, des approvisionnements issus du delta du Mackenzie, de la demande de gaz dans l'Ouest canadien, de l'accroissement de la capacité à l'exportation et de la répartition des approvisionnements disponibles entre les gazoducs partant du BSOC, y compris le réseau principal. L'étude des débits comportait trois scénarios au départ : un scénario de base, un scénario de débit faible et un scénario de débit élevé. À la suite de demandes de renseignements, un scénario incluant les volumes de gaz venant de l'Alaska et des scénarios de difficulté financière ont été ajoutés.

Approvisionnement de sources classiques

TransCanada a déclaré que la production de sources classiques a fort probablement plafonné, ou qu'elle le fera dans les quelques prochaines années. Elle a laissé entendre que la durabilité à long terme des approvisionnements en gaz classique du BSOC dépend principalement du potentiel ultime de ressources et elle a présenté des estimations des ressources économiques classiques qui vont de 7 082 Gm^3 (250 Tpi^3) pour le scénario de débit faible à 8 498 Gm^3 (300 Tpi^3) pour le scénario de débit élevé. Le tableau 4-1 expose les estimations de TransCanada concernant les ressources économiques et les ressources techniques[39].

39 Voir les définitions de ces types de ressources dans le glossaire.

Tableau 4-1
Estimations du potentiel ultime des ressources classiques du BSOC établies par TransCanada

Gm^3 (Tpi^3)

	Scénario de base	Scénario de débit faible	Scénario de débit élevé
Ressources techniques	8 527 (301)	7 620 (269)	9 405 (332)
Ressources économiques	7 790 (275)	7 082 (250)	8 498 (300)

TransCanada a soutenu que le principal point de désaccord avec l'ACPP en ce qui concerne l'approvisionnement classique a trait à la vraisemblance de son scénario de débit faible. Elle a déclaré que, dans l'étude des débits, le scénario de débit faible constitue essentiellement une hypothèse de faible potentiel ultime et ne résulte pas d'une modification de la prévision des prix du gaz naturel utilisée dans le scénario de base. Elle a affirmé qu'il faut écarter l'assertion de l'ACPP portant que le scénario de débit faible relatif au potentiel ultime de ressources classiques a de fortes chances d'être dépassé, étant donné que les chiffres utilisés dans ce scénario se situent carrément dans la fourchette des estimations produites par d'autres organismes[40]. Au vu du rendement récent du BSOC et des évaluations récentes du potentiel ultime, TransCanada a soutenu que la probabilité que les résultats se situent à la limite inférieure de la fourchette plausible de résultats est plus grande aujourd'hui qu'elle ne l'était en 1995. En conséquence, les scénarios d'approvisionnement correspondant à la limite inférieure de la fourchette méritent d'être soigneusement pris en considération dans toute appréciation des risques commerciaux.

Approvisionnement de sources non classiques et approvisionnement du Nord

TransCanada a fait valoir que le gaz de sources non classiques (qui, prévoit-on, serait constitué principalement de méthane des gisements houillers et de gaz de réservoir étanche[41]) et le gaz du Nord présentent des profils de risque plus élevés que les approvisionnements classiques. Comme il n'y a pas de production importante de sources non classiques au Canada à l'heure actuelle, les niveaux de production futurs représentent un élément d'incertitude critique dans les prévisions. Bien que ces sources d'approvisionnement comportent un niveau de risque plus élevé que les sources classiques, des volumes importants de gaz non classique ont été inclus dans le scénario de base. TransCanada a fait remarquer que le gaz provenant du delta du Mackenzie figure dans tous les scénarios de l'étude des débits, même si le gazoduc de la vallée du Mackenzie n'a pas encore reçu l'approbation des organismes de réglementation.

---

40 TransCanada a cité les sources suivantes : Office national de l'énergie – L'avenir énergétique du Canada : Scénarios sur l'offre et la demande jusqu'à 2025 (2003); Office national de l'énergie, Ressources en gaz naturel classique du Canada : Rapport de situation (avril 2004); Institut canadien de recherche en énergie; Comité canadien du potentiel gazier.

41 Le méthane de gisements houillers est du gaz naturel, principalement du méthane, qui est présent dans la plupart des filons de charbon. Le méthane se crée durant la houillification, processus naturel par lequel les débris végétaux se transforment en houille au fil du temps. On appelle gaz de réservoir étanche du gaz naturel contenu dans des réservoirs à faible perméabilité.

TransCanada estimait que la probabilité que le gaz de l'Alaska soit mis en production est plus grande maintenant que par le passé, mais elle a soutenu que la question de savoir si ce gaz serait acheminé ou non par le réseau principal demeurait très incertaine. De plus, a souligné TransCanada, il y a un risque que le GNL, s'il est mis en valeur, accapare le marché qui serait autrement alimenté par le gaz venant de l'Alaska. Par conséquent, elle jugeait que le rôle du gaz de l'Alaska était trop conjectural pour que cette ressource soit incluse dans l'un quelconque des premiers scénarios de l'étude des débits.

TransCanada a prétendu que l'achat du reste des actions de Foothills était une mesure pour rehausser la probabilité de sa participation dans le Nord. Bien que cela améliore, d'une manière générale, la possibilité que le réseau principal puisse s'approprier la production gazière du Nord, cela ne rend pas la construction d'un gazoduc de l'Alaska plus probable.

Ajouts de capacité et répartition de l'approvisionnement en gaz naturel

Une fois que l'approvisionnement total a été déterminé suivant chacun des scénarios de l'étude des débits, le volume de la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien a été retranché de façon à obtenir les volumes qui seraient disponibles pour l'exportation à partir de cette région. Comme prochaine étape, TransCanada a évalué si des ajouts à la capacité pipelinière seraient nécessaires pour maintenir le niveau d'utilisation global des gazoducs partant de l'Ouest canadien à environ 90 %. Les ajouts de capacité déterminés comme nécessaires totalisaient 9,9 Mm^3/j (350 Mpi^3/j), 15,6 Mm^3/j (550 Mpi^3/j) et 56,7 Mm^3/j (2,0 Gpi^3/j) dans les scénarios de débit faible, de base et de débit élevé, respectivement. Le scénario incluant le gaz de l'Alaska supposait qu'une nouvelle capacité d'exportation à partir du BSOC de 83,6 Mm^3/j (2,95 Gpi^3/j) serait en service d'ici 2011-2012 pour assurer le transport du gaz venant du BSOC et du Nord. Il était présumé que la nouvelle capacité pipelinière s'appuierait sur des contrats de service garanti d'une durée de 15 ans.

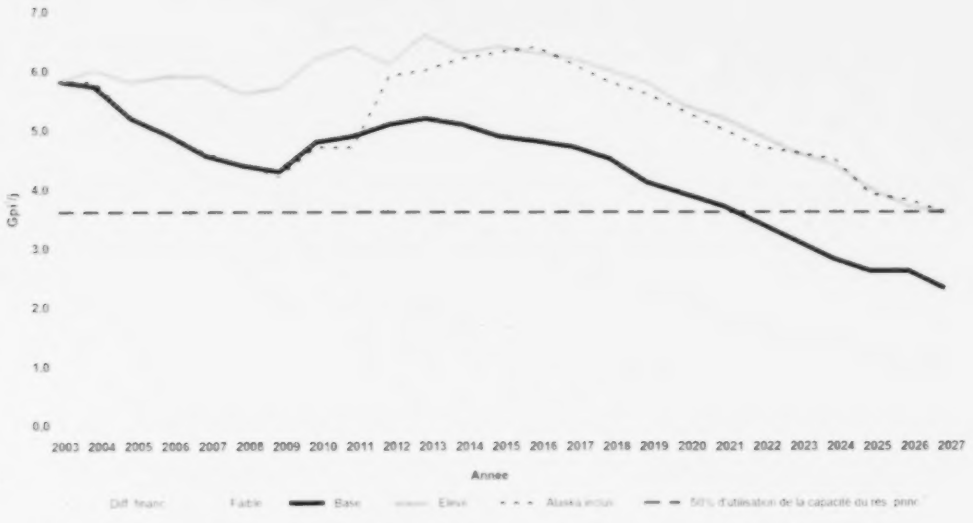
TransCanada a réparti les volumes destinés à l'exportation d'abord entre les pipelines ayant des contrats de service garanti et, ensuite, entre ceux qui procuraient les rentrées nettes les plus élevées à l'Ouest canadien. Cela fait, TransCanada a appliqué les taux d'utilisation historiques pour fixer la limite supérieure des débits sur chaque gazoduc, puis a attribué le reste de l'approvisionnement au réseau principal. Lorsque les volumes exportés à partir de l'Ouest canadien commencent à fléchir, le débit de tous les gazoducs non protégés par des contrats de transport garanti à long terme est présumé baisser proportionnellement à leur part respective des volumes exportés à partir du BSOC. TransCanada a indiqué que cette hypothèse donnera probablement pour le réseau principal un débit présumé qui est supérieur à ce qu'il serait en réalité, étant donné qu'elle considère le réseau principal comme le gazoduc complémentaire, qui n'attire que le gaz ne pouvant être acheminé dans d'autres gazoducs.

Résultats de l'analyse des débits

L'annexe IV présente les données sur l'approvisionnement total venant de l'Ouest canadien et les prévisions de débit du réseau principal pour certaines années choisies. Les prévisions de débit pour toute la période sont aussi illustrées dans la figure 4-1. Selon le scénario de base, l'approvisionnement total dont peut disposer le réseau principal diminuera jusqu'à ce que le gaz du Nord commence à s'écouler, en 2010, et baissera de nouveau après 2013. Dans le scénario de

débit faible, l'approvisionnement total accessible au réseau principal diminue de façon constante tout au long de la période de prévision.

Figure 4-1
Prévisions du débit établies par TransCanada



1 La ligne horizontale illustrée dans la figure 4-1 représente 50 % de la capacité du réseau principal. Dans la décision RH-1-2002, TransCanada a retenu comme indicateur de la durée de vie économique du réseau principal le moment où le débit baisse à 50 % de la capacité de ce dernier, et l'ACPP a soulevé ce point au cours de l'instance.

TransCanada a soutenu que l'analyse de sensibilité du débit faite par l'ACPP, qui écarte l'hypothèse que le réseau principal procure les rentrées nettes les plus basses et exclut la construction d'une capacité pipelinière additionnelle, sauf dans le scénario de débit élevé, aboutit à des taux d'utilisation exagérément élevés, avec une utilisation totale à la sortie du BSOC de plus de 96 % dans ce scénario.

Changements survenus du point de vue du risque d'approvisionnement depuis la décision RH-4-2001

À la lumière de l'expérience récente d'une faible croissance de la production en dépit de prix élevés, TransCanada a avancé que le risque d'approvisionnement s'est accru depuis la décision RH-4-2001. Elle a soutenu également que les prévisionnistes s'attendent maintenant à une production de pointe moins élevée et un plus faible niveau de ressources ultimes. TransCanada a souligné que son estimation de la production de pointe du BSOC se chiffre maintenant à 482 Mm^3/j (17 Gpi^3/j) dans son scénario de base, par comparaison à l'estimation de 555 Mm^3/j (19,6 Gpi^3/j) qu'elle a présentée à l'instance RH-4-2001 pour le scénario de base. Ses estimations du potentiel ultime économique ont aussi baissé par rapport à l'instance RH-4-2001. Le débit global du réseau principal maintenant prévu selon le scénario de base pour l'an 2020 est de 37 % inférieur à la prévision faite lors de l'instance RH-4-2001.

Amortissement et risque d'approvisionnement

TransCanada a reconnu que le taux d'amortissement du réseau principal avait été relevé en 2001 et 2002, dans le cadre d'un règlement négocié, et augmenté de nouveau en 2003, suivant la décision RH-1-2002[42]. Pour ce qui est de l'allégation que les taux d'amortissement plus élevés autorisés depuis 2001 contrebalancent le risque d'approvisionnement, TransCanada a noté que l'amortissement ne fournit aucune compensation pour le risque que le réseau principal pourrait ne pas être en mesure de recouvrer les coûts qu'il a engagés raisonnablement, y compris un rendement sur le capital investi, pendant sa durée de vie économique. TransCanada s'est dite en accord avec ce que l'Office avait déclaré à l'instance RH-4-2001, à savoir que l'amortissement est censé permettre de recouvrer le capital investi pendant la durée de vie économique de l'élément d'actif, tandis que le rendement du capital compense pour le risque que la prévision de la durée de vie économique et d'autres paramètres d'amortissement puissent être inexacts[43].

TransCanada a laissé entendre que la détermination du rendement prend pour acquis que le taux d'amortissement est fixé correctement de sorte que le capital investi sera recouvré tout au long de la durée de vie économique de l'élément d'actif. Cela étant, TransCanada a souligné que la fixation du bon taux d'amortissement ne compense pas un accroissement fondamental du risque commercial, bien que la fixation d'un taux d'amortissement trop élevé ou trop faible influe sur le risque commercial.

TransCanada a admis que le risque est plus élevé si l'amortissement est évalué peu fréquemment que s'il l'est fréquemment, mais a soutenu, par ailleurs, qu'une évaluation périodique des taux d'amortissement n'atténue pas le risque. TransCanada a déclaré que même si le taux d'amortissement est juste, les mises à jour régulières n'éliminent pas l'incertitude future que l'on peut y associer dans le présent.

De plus, TransCanada a indiqué qu'il y a toujours le risque que le taux d'amortissement ne soit pas modifié lorsque les circonstances le justifient. TransCanada a souligné, en outre, que même si l'organisme de réglementation était disposé à autoriser des taux d'amortissement plus élevés face à une détérioration des perspectives d'approvisionnement, la perception de droits sur des débits réduits conjuguée à l'application de taux d'amortissement plus élevés pourrait donner lieu à des droits qui ne sont pas concurrentiels.

TransCanada a reconnu que le solde non amorti des installations peut constituer un facteur pertinent dans l'évaluation du risque commercial et qu'il ne resterait plus de risque de non-recouvrement si l'élément d'actif était entièrement amorti. TransCanada a indiqué que le solde qu'il reste à amortir à la fin de la durée de vie économique présumée des installations est très incertain et que le montant du capital non recouvré pourrait encore être considérable à ce moment-là.

En outre, TransCanada a prétendu que les taux d'amortissement fixés lors de l'instance RH-1-2002 sont modestes tout au plus, puisqu'ils ne renferment aucune provision pour la valeur

---

42 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-1-2002, TransCanada Pipelines Ltd. (droits et Tarif), juillet 2003 [ci-après RH-1-2002].

43 RH-4-2001, précité, note 4, page 30.

négative de récupération à la suite de réformes définitives, et que l'horizon de planification économique actuel de 25 ans est optimiste.

Positions des intervenants

L'ACPP a reconnu que la prévision de l'approvisionnement classique total fournie dans le scénario de base de TransCanada était raisonnable et reflétait l'état actuel des connaissances. Elle estimait que le scénario de débit élevé était réalisable dans des conditions propices. Cependant, compte tenu des niveaux de demande actuels et prévus et des prix vigoureux qui en découlent, ainsi que des déclins enregistrés dans divers bassins des États-Unis, elle trouvait peu probable que le volume des approvisionnements classiques soit inférieur à ce que prévoyait le scénario de débit faible de TransCanada.

Tout en convenant que les vues au sujet de l'approvisionnement avaient évolué depuis l'instance RH-4-2001, l'ACPP a déclaré que cela n'implique pas en soi une augmentation du risque commercial pour TransCanada. Elle a soutenu que le recouvrement accéléré du capital grâce aux taux d'amortissement plus élevés que l'Office a autorisés en 2003 dans le cadre de l'instance RH-1-2002 et à ceux qui ont été acceptés suivant un règlement négocié en 2001 et 2002 a compensé pour l'évolution des perspectives d'approvisionnement et de débit depuis la décision RH-4-2001. L'ACPP a déclaré que, dans l'instance RH-1-2002, l'Office avait relevé deux facteurs en faveur du raccourcissement de la période de récupération, à savoir : la possibilité que les résultats du point de vue de l'approvisionnement soient inférieurs aux prévisions et la comparabilité avec les périodes d'amortissement des concurrents. L'ACPP a souligné, par conséquent, que les expéditeurs ne devraient pas avoir à payer deux fois pour le même risque d'approvisionnement, soit une fois par le biais d'un taux d'amortissement plus élevé et une autre en raison d'un rendement plus élevé du capital.

L'ACPP a rappelé que l'Office, dans la décision RH-1-2002, a affirmé qu'il s'attendait à ce que les taux d'amortissement soient évalués périodiquement. Elle a laissé entendre que si le volume des approvisionnements diminue plus rapidement que prévu, les taux d'amortissement peuvent être accrus pour contrer cette baisse. L'ACPP a fait remarquer qu'au fur et à mesure de l'amortissement du pipeline, le solde de capital qu'il reste à recouvrer diminue, ce qui réduit le risque commercial.

De plus, l'ACPP estimait que la mise en valeur des ressources du Nord (notamment celles de la vallée du Mackenzie et de l'Alaska), l'exploitation des sources de gaz non classiques et le déplacement des activités de production vers les zones plus profondes du BSOC constituaient des faits positifs qui attestent que le marché fonctionne et que l'approvisionnement répond aux signaux du marché.

L'ACPP ne trouvait pas que le gaz de l'Alaska était une source d'approvisionnement trop conjecturale pour être prise en compte dans l'instance, mais elle a reconnu que les délais de mise en valeur dépendraient des conditions qui prévalent sur le marché. Elle a également reconnu que les producteurs étudient de nombreuses options d'expédition pour le gaz de l'Alaska. Elle a soutenu, par ailleurs, que les mesures que TransCanada a prises au sujet de l'Alaska, notamment l'achat de Foothills, indiquent qu'il faudrait accorder plus de poids au potentiel haussier de cette source, puisque, tout comme le gaz non classique, le gaz de l'Alaska offre des perspectives

importantes et TransCanada est bien placée pour en tirer parti. L'ACPP a déclaré que le gaz de l'Alaska avait été inclus dans l'étude des débits effectuée en 2001 et que la probabilité que le gazoduc de l'Alaska voit le jour et que le gaz qu'il transporte passe par le réseau principal est plus grande aujourd'hui qu'elle ne l'était en 2001. L'ACPP a fait valoir que TransCanada avait minimisé ce potentiel haussier. Elle a souligné, toutefois, que son opinion sur le risque d'approvisionnement ne dépend pas de l'inclusion du gaz de l'Alaska dans les scénarios de débit.

Au sujet de l'étude des débits de TransCanada, l'ACPP a fait valoir que les hypothèses que le réseau principal offre les rentrées nettes les plus faibles et qu'il y aura des ajouts de capacité pipelinière selon tous les scénarios donnent lieu à des estimations prudentes du débit du réseau principal. Elle a préparé une analyse de sensibilité relative aux scénarios de base, de débit élevé et de débit faible qui écarte l'hypothèse de TransCanada que le réseau principal procure les rentrées nettes les moins bonnes. Dans cette analyse, elle a attribué les approvisionnements à chaque gazoduc en fonction des débits historiques, calculés à l'aide des données de 2000-2001, 2001-2002 et 2002-2003, et a supposé qu'il n'y aurait aucun ajout de capacité sauf pour 14,2 Mm^3/j (500 Mpi^3/j) dans le scénario de débit élevé. Toutes les autres hypothèses étaient identiques à celles que TransCanada avait utilisées dans son étude des débits. La figure 4-2 présente les résultats de l'analyse de sensibilité et l'annexe IV contient les données correspondantes sur l'approvisionnement global venant de l'Ouest et le débit du réseau principal pour certaines années choisies. La ligne horizontale dans la figure 4-2 correspond à 50 % de la capacité du réseau principal. L'ACPP a noté que le moment où le débit baisse à 50 % de la capacité est ce que TransCanada a retenu dans l'instance RH-1-2002 comme indicateur de la durée de vie économique du réseau principal.

Le tableau 4-2 montre à quel moment le débit du réseau principal atteint 50 % de sa capacité selon les cinq scénarios de TransCanada et les trois scénarios de l'ACPP.

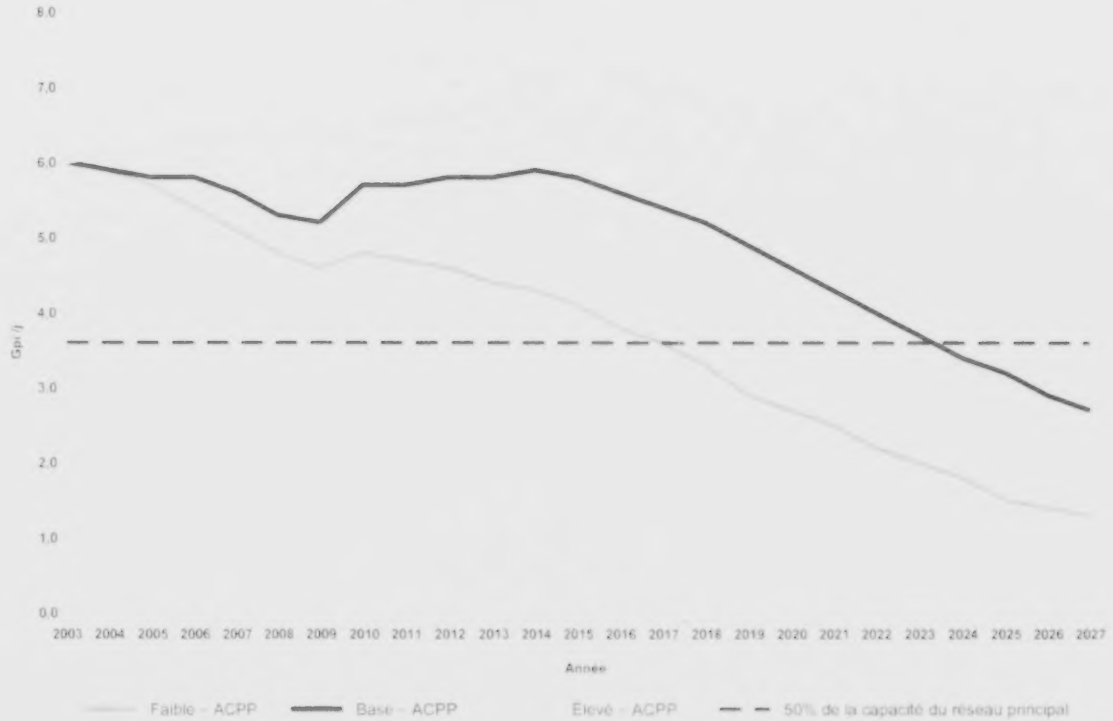
Tableau 4-2
Année où le débit du réseau principal est réduit à 50 % de sa capacité

	Difficulté financière	Faible	Base	Élevé	Alaska inclus
Prévisions de TransCanada	2007	2012	2022	2027	2027
Sensibilité ACPP	n.d.[1]	2017	2024	>2027	n.d.

1 Non disponible

L'Ontario a argué que la probabilité que le gaz de l'Alaska soit mis en production s'est raffermie et que, par conséquent, l'exclusion de cette ressource de l'étude des débits de TransCanada introduit une note indûment négative. L'Ontario a souligné que l'idée, avancée par TransCanada, que le gaz de l'Alaska était une ressource trop conjecturale pour être prise en considération dans la présente instance était incompatible avec ses actions dans d'autres arènes où elle s'est montrée plus optimiste.

Figure 4-2
Analyse de sensibilité relative aux débits



4.3 Risque de marché

Le risque de marché comporte deux volets : le risque commercial qui découle de la taille globale du marché et celui qui résulte de la capacité du pipeline de capter une part du marché. La question de la part du marché est traitée à la section 4.5, Risque de concurrence.

Position de TransCanada

TransCanada a déclaré que c'est la perte de sa part de marché sous l'effet de la concurrence, plutôt que l'amenuisement de la demande, qui détermine son évaluation du risque de marché. Elle a souligné, néanmoins, que les prévisions de la croissance de la demande de gaz naturel d'ici à 2015 sont plus modérées qu'au moment où l'instance RH-4-2001 a eu lieu.

Positions des intervenants

L'ACPP a laissé entendre que le réseau principal est exposé à un faible risque de marché étant donné que le marché du gaz nord-américain est en pleine croissance et qu'une bonne partie de cette croissance survient dans des régions qui sont desservies par le réseau principal. Selon

l'ACPP, ces marchés en expansion laissent entrevoir que la baisse de débit que le réseau principal a connue ces dernières années s'avérera seulement une situation temporaire.

L'Ontario a soutenu que l'incertitude entourant la croissance de la demande dans les marchés en aval est un facteur qui a été noté dans l'instance RH-4-2001 et ne constitue pas un nouveau risque. L'Ontario a fait remarquer que les prévisions de TransCanada prédisent une forte croissance des marchés du gaz naturel.

4.4 Risque de réglementation

Le risque de réglementation est le risque auquel la capacité d'un élément d'actif de générer des produits est exposée en raison du mode de réglementation de la société.

Position de TransCanada

TransCanada a exprimé l'avis que, dans le cas du réseau principal, le risque posé par le mode de réglementation s'est accru tout au long des années 1980 et 1990 avec l'évolution de la politique de l'Office concernant l'autorisation de nouveaux pipelines. TransCanada a prétendu que le fait que les régies et les responsables des politiques aient voulu encourager la concurrence et qu'ils aient misé sur le jeu des forces du marché a eu pour résultat que les installations du gazoduc d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance) ont été approuvées avant même que l'approvisionnement soit en place, et que ceci représentait un changement fondamental dans l'industrie pipelinière.

TransCanada a soutenu que, bien que les résultats du réseau principal ne reflètent pas les coûts de sous-utilisation, si l'approvisionnement devenait insuffisant ou si des solutions de rechange concurrentielles voyaient le jour, il se pourrait que les droits de transport augmentent au point de détourner la clientèle du réseau et qu'il devienne économique de passer outre à celui-ci. Les régies pourraient être incapables d'atténuer le risque si les droits étaient à ce point élevés qu'ils font fuir la clientèle du réseau. De plus, TransCanada s'est appuyée sur la décision RH-1-2001, dans laquelle l'Office avait déclaré ce qui suit : « il se peut qu'un certain partage des risques entre TransCanada et ses expéditeurs soit approprié s'il est envisagé de nature prospective »[44], pour affirmer qu'il n'y avait aucune garantie qu'une régie continuera d'appliquer le modèle traditionnel du coût du service ou qu'on n'exigera pas à l'avenir que le réseau principal assume une part des coûts de sous-utilisation. Par ailleurs, les règlements négociés sur les droits ont été largement utilisés au cours de la dernière décennie et un grand nombre de ceux-ci incorporent des dispositions qui visent à substituer certaines caractéristiques de marchés de concurrence au modèle traditionnel axé sur le coût du service.

En réponse à la remarque de l'ACPP portant que le risque de réglementation avait peut-être diminué depuis 2001 étant donné que TransCanada ne parle plus d'un nouveau modèle de réglementation, TransCanada a soutenu que le modèle n'aurait pas pu être modifié sans approbation réglementaire et que la proposition n'a même pas été soumise à l'organisme de réglementation parce qu'elle soulevait une opposition générale.

---

44 RH-1-2001, précité, note 3, page 14.

Positions des intervenants

L'ACPP a soutenu que le risque de réglementation n'avait pas changé substantiellement depuis 2001 et que le faible niveau d'incertitude réglementaire auquel le réseau principal a pu être exposé avant 2001 avait été pris en considération dans la décision RH-4-2001. Si changement il y a eu, a affirmé l'ACPP, c'est plutôt une diminution du risque de réglementation puisque, à l'époque de la décision RH-4-2001, TransCanada et ses parties prenantes discutaient d'un nouveau modèle d'entreprise et de réglementation pour le réseau principal. L'incertitude suscitée par ces discussions n'existe plus.

L'ACPP a exprimé l'avis que l'approche réglementaire de l'ONÉ à l'égard du réseau principal non seulement atténue le risque de réglementation à court terme, mais aussi procure à long terme un fondement réglementaire prévisible et sûr, qui est adapté en fonction des changements d'une manière prospective et équilibrée. Elle a laissé entendre que les rajustements annuels des droits et les rendements prévisibles sont les manifestations d'une convention à long terme. Des modalités comme la protection des produits au moyen du coût du service, les comptes de report, l'intégration du coût d'agrandissements dans les coûts du réseau et l'absence de risque lié aux volumes ou au coefficient de charge sont autant de choses qui réduisent le risque commercial auquel le réseau principal est exposé du fait de l'incertitude réglementaire, comme cela a été le cas depuis les 15 dernières années ou plus.

L'Ontario a souligné que les changements réglementaires à venir étaient bien connus au moment de l'instance RH-4-2001 et que rien de nouveau ne s'est produit depuis qui puisse accroître le risque de réglementation causé au réseau principal.

4.5 Risque de concurrence

Le risque lié à la concurrence tient au risque commercial qui découle de la concurrence directe qui s'exerce aux deux extrémités du réseau pipelinier – c'est-à-dire du point de vue des approvisionnements et des marchés. La concurrence influe directement sur le risque commercial parce qu'elle offre des choix aux clients pour l'expédition ou l'achat de gaz naturel, et elle a aussi une incidence indirecte sur le risque de marché et le risque d'approvisionnement. La présente section traite de tous les aspects du risque qui concernent la concurrence dans les marchés de consommation.

La carte de la figure 4-3 donne l'emplacement des pipelines du Canada et des États-Unis auxquels il est fait référence dans cette section et le chapitre 5 des présents Motifs.

Position de TransCanada

Selon TransCanada, l'avènement de nouveaux pipelines a entraîné un risque commercial accru pour le réseau principal et, de fait, la réalisation de ce risque. TransCanada a soutenu, de plus, que le réseau principal a été touché plus durement que d'autres gazoducs parce qu'il a une proportion moins grande de contrats à long terme et que ces contrats sont de plus courte durée, parce qu'on lui a refusé les outils nécessaires pour l'aider à soutenir la concurrence, notamment le pouvoir de décision en matière de tarification, l'application de taux différentiels selon la durée du contrat et la possibilité de modifier les politiques de renouvellement des contrats, et parce

qu'il procure les rentrées nettes les moins bonnes. À cause de ces facteurs, les fondements contractuels du réseau, en particulier les déterminants de facturation, ont été affaiblis. Le tableau 4-3 illustre cette situation.

TransCanada a prétendu que le réseau principal a offert, et continuera à offrir, des rentrées nettes comparativement moins attrayantes que celles d'autres pipelines desservant les marchés depuis le BSOC parce que la distance à parcourir jusqu'au marché est plus grande. À l'appui de cette assertion, TransCanada a présenté une analyse contenant des prévisions des rentrées nettes pour la période de 2003 à 2025 pour les six trajets d'exportation qu'elle estimait être les plus pertinents (voir le tableau 4-4). À cause de sa perception que les rentrées nettes procurées par le réseau principal sont les plus faibles de tous les gazoducs, TransCanada se voit comme un pipeline complémentaire qui attire seulement l'approvisionnement résiduel du BSOC qui n'est pas pris en charge par d'autres pipelines aux termes de contrats ou qui, à cause de contraintes de capacité, ne peut pas être acheminé vers des marchés qui offrent de meilleures rentrées nettes. TransCanada a déclaré que les parties passeraient des contrats sur le gazoduc qui présente les coûts de transport les plus bas. Interrogée sur le niveau relativement plus élevé de non-renouvellement de contrats qu'ont connu d'autres pipelinières durant l'année contractuelle 2004-2005, TransCanada a clarifié que la théorie de pipeline complémentaire concerne les débits du réseau, pas nécessairement les contrats.

Tableau 4-3
Données sur les contrats et les débits du réseau principal
(en date de septembre 2004)

	Contrats		Débit	
	Quantités journalières contrats de service garanti à long terme, en janvier	**Déterminants de facturation volume-distance service garanti**	**Volume-distance service garanti et autres types de service**	**Moyenne annuelle totale des livraisons journalières**
	(millions de GJ/d)	(milliards de GJ-km)	(milliards de TJ-km)	(millions de GJ/d)
1998	7,9	17,1	6,2	7,6
1999	n.d.[1]	17,8	6,4	7,9
2000	7,8	17,7	6,1	7,8
2001	n.d.	14,7	5,5	7,1
2002	6,6	13,9	6,1	7,6
2003	n.d.	13,1	5,0	7,7
2004	7,1	12,0	5,0	7,8
2005	7,6	n.d.	n.d.	n.d.

1 Non disponible

Figure 4-3
Pipelines sélectionnés – Canada et États-Unis

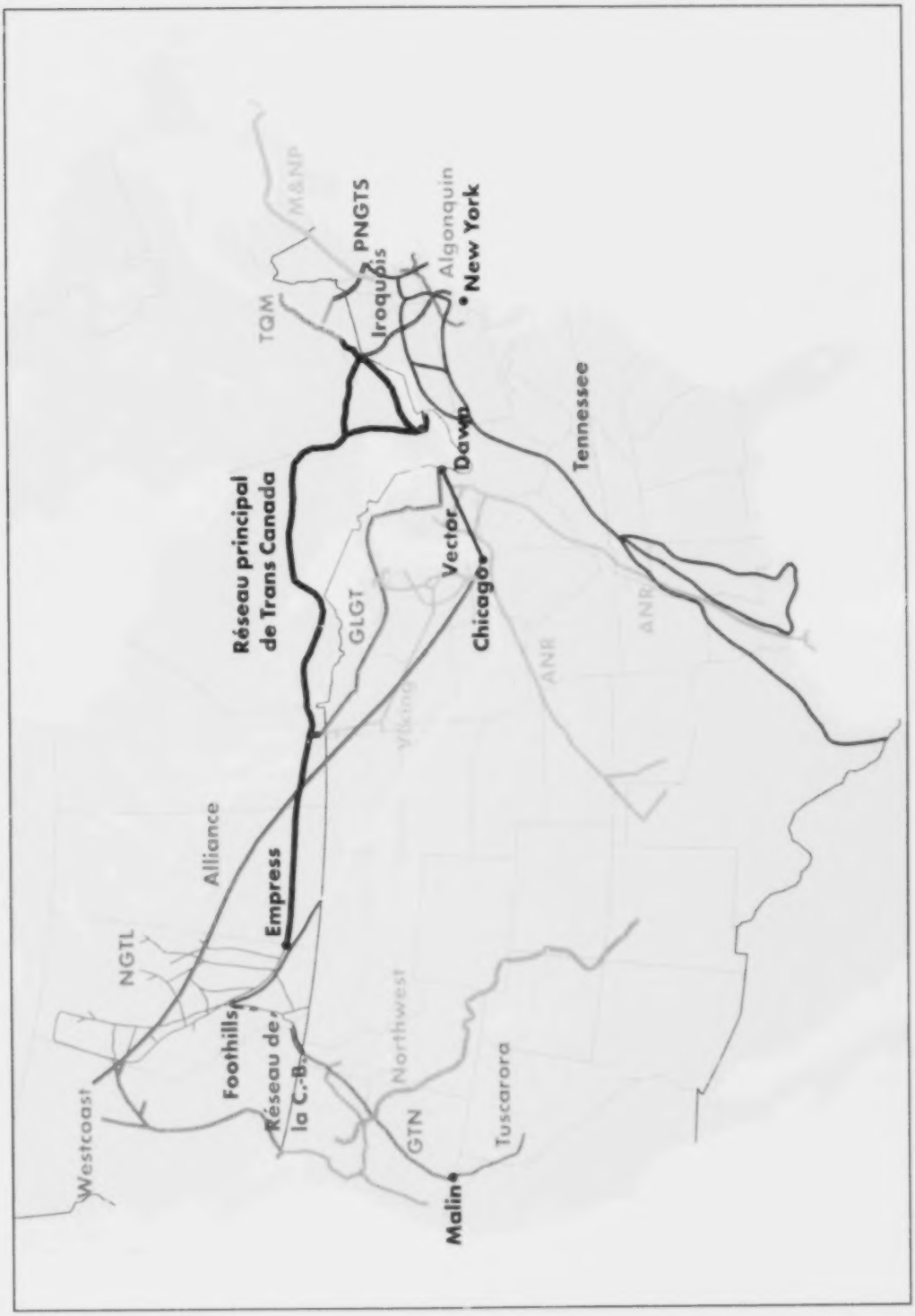


Tableau 4-4
Analyse des rentrées nettes de TransCanada
(SCAN/GJ)

	2003		2004		2005	Moyenne 2004-2025
	Prévu	Réel	Prévu	Réel jusqu'à juillet	Prévu	Réel
Six trajets initiaux présentés par TransCanada						
NGTL/réseau principal à la zone de l'Est [1]	6,29	5,59	5,11	5,89	4,29	5,44
NGTL/réseau principal/GLGT/TransCanada St. Clair à Dawn	6,44	5,74	5,27	6,13	4,45	5,59
Alliance à Chicago	6,65	5,86	5,45	6,14	4,55	5,54
NGTL/Foothills/Northern Border	6,68	5,88	5,49	6,22	4,60	5,58
NGTL/réseau principal à Iroquois/Iroquois [3]	6,53	5,68	4,96	6,30	4,08	5,29
NGTL/Réseau de la C.-B./GTN à Malin	6,40	5,46	5,46	5,67	4,62	5,76
Trajets présentés à la demande des parties						
NGTL/réseau principal à Dawn, calculé à l'aide du droit de la zone du Sud-Ouest	6,49	5,78[4]	5,31	*6,12*[4]	4,48	5,64
Alliance/Vector à Dawn	6,36	5,69	5,17	5,90	4,35	5,49
NGTL/Foothills/Northern Border/Vector	6,40	5,70	5,21	5,98	4,40	5,53
NGTL/réseau principal à Niagara/Tennessee	6,93	6,09	5,37	6,68	4,49	5,71
Alliance/Vector/TransCanada Dawn à Niagara/Tennessee[5]	6,82	6,00	5,25	6,50	4,37	5,57
NGTL/Foothills/Northern Border/Vector/TransCanada Dawn à Niagara/Tennessee	6,86	6,01	5,29	6,58	4,42	5,61
Alliance/Vector/TransCanada Dawn à Iroquois/Iroquois	6,21	5,40	4,64	5,92	3,77	4,96
NGTL/Foothills/Northern Border/Vector/TransCanada Dawn à Iroquois/Iroquois	6,25	5,41	4,69	6,00	3,82	5,00
NGTL/réseau principal/Viking[6]/ANR[7] à Chicago	6,43	5,64	5,25	5,98	4,37	5,34
NGTL/ réseau principal/GLGT/ANR à Chicago	6,42	5,62	5,23	5,94	4,34	5,29
Westcoast/Northwest Pipeline[8]/GTN à Malin	6,23	5,28	5,29	5,51	4,46	5,59

Les trajets indiqués en gras sont ceux qui empruntent le réseau principal.
1 NOVA Gas Transmission Ltd.
2 Utilisation des prix du gaz à Dawn
3 Réseau de transport de gaz Iroquois
4 Calcul basé sur un écart de 0,16 $/GJ entre les droits de la zone de l'Est et de la zone du Sud-Ouest, et différence entre les coûts du combustible, tels que présentés par TransCanada.
5 Tennessee Gas Pipeline Company
6 Viking Gas Transmission Company
7 ANR Pipeline Company
8 Northwest Pipeline Corporation

En réponse à des demandes de renseignements, TransCanada a fourni des données sur les rentrées nettes associées à d'autres trajets que les six examinés à l'origine, mais a soutenu que certains de ces trajets n'étaient pas significatifs parce que peu utilisés. TransCanada a aussi prétendu que la compétitivité d'Alliance et de Northern Border Pipeline Company (Northern Border) devrait être évaluée au regard des rentrées nettes liées à leur destination primaire, c'est-à-dire la région de Chicago (Illinois), plutôt qu'en fonction des rentrées nettes associées à des parcours plus en aval.

TransCanada a soutenu qu'il convenait d'utiliser le prix à Dawn (Ontario) de concert avec le droit de la zone de l'Est parce que c'est un indicateur général des prix pratiqués plus à l'Est. Elle a déclaré que bien que les prix pratiqués aux points d'exportation à Niagara et à Iroquois

(Waddington, New York) soient généralement plus élevés qu'à Dawn, le marché n'est pas particulièrement liquide à ces endroits.

En réponse aux critiques formulées au sujet de son étude des rentrées nettes, TransCanada, en guise de contre-preuve, a fourni des données sur les rentrées nettes des six trajets initiaux en utilisant les prévisions de prix d'avril 2004 établies par la firme Energy and Environmental Analysis Inc. Selon cette analyse, trois des rentrées nettes du réseau principal étaient inférieures à celles des gazoducs d'Alliance ou de Northern Border à partir de Chicago, ou aux rentrées nettes sur le réseau de Gas Transmission Northwest Corporation (GTN) à partir de Malin (Californie).

TransCanada ne considérait pas qu'une grande partie de son marché était un marché captif, étant donné qu'une proportion de plus en plus grande des livraisons prennent origine dans la région de Chicago et n'empruntent le réseau principal que sur une courte distance. En outre, TransCanada a soutenu que les gazoducs d'Alliance et de Vector Pipeline (U.S.) (Vector) peuvent facilement être agrandis, à peu de frais, et que les augmentations de droits entraînées par le non-renouvellement de contrats sur le réseau principal rendent les solutions de rechange potentielles plus attrayantes et réalisables.

D'autres facteurs qui, selon TransCanada, se répercutent sur sa position concurrentielle à long terme comprennent le solde impayé d'impôt reporté, qui résulte de l'utilisation de la méthode des impôts exigibles et qui, affirme TransCanada, place le réseau dans une position désavantageuse par rapport à ses concurrents américains; l'absence de provision pour la valeur de récupération négative dans le cas de réformes définitives dans ses taux d'amortissement; et l'incertitude entourant le taux d'amortissement autorisé, que TransCanada caractérise comme un risque de variabilité. Pour ce qui concerne le taux d'amortissement, TransCanada a soutenu qu'en raison de l'intensification de la concurrence inter-pipelines et du vieillissement du BSOC, le risque que le taux d'amortissement ne soit pas fixé correctement est plus grand aujourd'hui que par le passé.

En particulier, TransCanada a indiqué que les facteurs précis suivants, entre autres, ont accentué le risque de concurrence depuis la décision RH-4-2001 : les récents appels de soumissions sur les réseaux de Vector et de Union, une diminution de la durée des contrats, l'agrandissement du réseau de Vector en 2002 et la possibilité croissante que des projets de mise en valeur du GNL se réalisent dans des zones de marché que dessert le réseau principal. TransCanada a soutenu que les projets liés au GNL qui sont proposés dans l'Est du Canada et le Nord-Est américain représentent une nouvelle menace concurrentielle pour le réseau principal et qu'ils font donc augmenter le risque commercial. Elle a déclaré que, parmi les pipelines ayant accès au BSOC, seul le réseau principal risque d'être concurrencé par le GNL directement sur les marchés qu'il dessert. Par ailleurs, TransCanada a exprimé l'opinion que le GNL sera nécessaire pour répondre à la demande du marché et qu'elle a donc intérêt à participer à la mise en valeur de cette ressource afin de pouvoir influencer de quelle façon et à quel endroit le GNL est introduit dans son réseau. À longue échéance, TransCanada trouve qu'il est avantageux pour le réseau principal d'accepter de transporter du GNL.

Positions des intervenants

L'ACPP a soutenu que les enjeux sur le plan de la concurrence que TransCanada a relevés au cours de l'instance sont les mêmes que ceux qu'elle avait soulevés durant l'instance RH-4-2001, notamment : la théorie de pipeline complémentaire et la faiblesse relative des rentrées nettes; les présumés désavantages liés à l'existence de contrats à long terme sur d'autres gazoducs; l'utilisation croissante du transport à court distance; l'agrandissement possible de pipelines concurrents; le risque que le réseau principal ne réussisse pas à soutenir la concurrence pour s'approvisionner; la possibilité qu'ont les pipelinières américaines d'offrir des rabais; le traitement normalisé de l'impôt par opposition à la méthode des impôts exigibles; le risque que l'amortissement ne permette pas de récupérer entièrement les coûts.

L'ACPP a souligné que l'Office a pris ces facteurs en ligne de compte dans l'instance RH-4-2001, y compris l'éventuelle expansion de pipelines concurrents, lorsqu'il a établi que le changement le plus important survenu depuis l'audience RH-2-94 se situait au niveau de la concurrence entre les pipelines. Elle a déclaré que les enjeux associés à cette concurrence n'ont pas fait augmenter le risque commercial du réseau principal depuis 2001. Elle a laissé entendre, du reste, que des faits récents, tels que les propositions touchant le GNL et la concurrence exercée par les gazoducs d'Alliance et de Vector, sont des manifestations de dynamisme concurrentiel qui ont déjà été notées au cours de l'instance RH-4-2001.

Selon l'ACPP, l'argument concernant le rôle de pipeline complémentaire se rapporte à l'attractivité des rentrées nettes offertes par le réseau principal par rapport à celles d'autres pipelines, et l'analyse des rentrées nettes de TransCanada contient des failles sérieuses et est indûment pessimiste. Lorsqu'on analyse les rentrées nettes qui se rapportent aux trajets autres que les six trajets examinés à l'origine, les rentrées nettes du réseau principal se comparent favorablement à celles d'autres pipelines et, pour certaines destinations, elles sont les plus élevées de tous les pipelines. Par exemple, dans les calculs utilisant le bon droit de transport jusqu'à Dawn, le réseau principal s'est révélé plus concurrentiel que Northern Border et Alliance jusqu'à cette destination.

L'ACPP a fait remarquer que les conclusions de l'étude des rentrées nettes s'appuient sur les hypothèses posées au sujet des futurs prix du marché, qui sont fondamentalement difficiles à prévoir. Différentes hypothèses peuvent donner lieu à d'importantes variations dans les résultats. L'ACPP a soutenu que les tendances historiques montrent que l'analyse n'est pas fiable, soulignant les écarts entre les prix réels et prévus, et leur incidence sur le classement des divers trajets (tel qu'illustré au tableau 4-4). À titre d'exemple, TransCanada avait prévu que les rentrées nettes associées au trajet via le réseau de la C.-B. et le réseau GTN jusqu'à Malin seraient les deuxièmes en importance en 2004, mais elles se situent à l'avant-dernier rang d'après les données réelles de janvier à juillet 2004. L'ACPP a ajouté que les écarts entre les rentrées nettes d'un tracé à l'autre pour l'ensemble de la période (jusqu'à 2025) ne sont pas considérables. Elle a aussi laissé entendre que les rentrées nettes ne sont pas le seul facteur à influencer le choix du marché. Pour résumer, elle a souligné que le marché ou le trajet qui est en position complémentaire changera avec le temps, comme cela s'est produit par le passé.

L'ACPP a fait observer que le réseau principal n'est pas le seul gazoduc à avoir un profil contractuel caractérisé par des contrats à long terme venant à échéance. Northern Border, GTN et Northwest Pipeline sont dans la même situation.

L'ACPP a avancé que l'Office, depuis l'instance RH-4-2001, a approuvé un certain nombre de changements qui atténuent le risque commercial de TransCanada, notamment le relèvement des taux d'amortissement, l'augmentation du prix-plancher du service interruptible, qui est passé à 110 % du droit du service garanti, et l'approbation de la zone du Sud-Ouest (changements qui découlent tous de l'instance RH-1-2002), de même que l'approbation de la jonction North Bay comme point de réception et de livraison (RH-3-2004)[45]. Par ailleurs, les mécanismes de protection des produits de TransCanada atténuent le risque commercial auquel le gazoduc est exposé, y compris le risque de concurrence inter-pipelines qui, selon l'ACPP, n'a pas changé depuis 2001.

Pour ce qui concerne la valeur de récupération négative dans le cas de réformes définitives et les soldes d'impôts reportés découlant de la méthode des impôts exigibles, l'ACPP a noté que TransCanada avait déjà mentionné ces facteurs comme sources de risque dans des instances antérieures.

L'ACPP a fait valoir qu'étant donné que TransCanada suppose que l'extrémité est du réseau est remplie à cause des marchés en expansion, les principales questions qu'il faut se poser au sujet de la concurrence ont trait à la quantité d'approvisionnements disponibles à l'extrémité ouest du réseau et au risque que l'on construise une capacité supplémentaire qui grugerait l'approvisionnement accessible au réseau principal. L'ACPP a argué que le risque de contournement à l'extrémité ouest du réseau principal n'est pas plus grand qu'au moment de l'instance RH-4-2001, étant donné que toute installation nouvelle doit recevoir l'approbation de l'Office et reste assujettie au critère de la faisabilité économique, qui exige de démontrer l'existence d'un approvisionnement global suffisant et d'un marché.

Coral entretenait un certain nombre de préoccupations au sujet de l'exactitude de l'étude des rentrées nettes produite par TransCanada. Les trajets sur lesquels le réseau principal paraissait le plus attrayant avaient été omis. TransCanada s'est servie du prix à Dawn et du droit de la zone de l'Est alors que le droit qu'il faudrait utiliser pour le transport à Dawn est le droit de la zone du Sud-Ouest, lequel est inférieur. Coral a fait observer que les prix de marché véritables de la zone de l'Est sont ceux qui ont cours à des endroits comme Parkway (Ontario) et aux points d'exportation d'Iroquois et de Niagara. Coral a soutenu que le fait que les rentrées nettes dégagées du modèle soient nettement inférieures aux prévisions du coût du gaz combustible n'est pas une preuve de la non-rentabilité intrinsèque du réseau principal, mais plutôt l'indice que le modèle a des failles. Les projections des prix de marché jusqu'en 2025 sont fondées sur le jugement de personnes. Les prévisions de 2005 ne concordent pas avec la situation actuelle, où le réseau principal semble être plus économique et plus attrayant aux yeux des expéditeurs que d'autres solutions, comme les pipelines de Northern Border et d'Alliance.

---

45 Office national de l'énergie, Motifs de décision RH-3-2004, TransCanada PipeLines Limited (Demande concernant la jonction North Bay), décembre 2004.

Coral a soutenu, par ailleurs, que le risque commercial du réseau principal est réduit du fait qu'il a une clientèle captive dont la demande est inélastique et pour laquelle le recours à des solutions de rechange serait très coûteux à long terme.

L'Ontario a argué que l'Office, au cours de l'instance RH-4-2001, a tenu compte du risque associé à la concurrence inter-pipelines, spécialement celle des gazoducs de Vector et d'Alliance, et que ces risques n'ont pas changé de façon notable depuis ce moment-là. L'Ontario a ajouté que les dettes fiscales futures et la valeur de récupération nette négative dans le cas de réformes définitives sont des questions qui existent depuis longtemps et qu'elles n'augmentent pas le risque commercial à long terme du réseau principal. De plus, TransCanada n'a mentionné que deux autres sociétés de gazoducs qui recouvrent actuellement des valeurs de récupération négatives dans le cas des réformes définitives à même leurs droits. L'Ontario a aussi soutenu que les faits nouveaux liés au GNL pourraient procurer des avantages au réseau principal en apportant des sources d'approvisionnement supplémentaires et en favorisant l'expansion continue des marchés gaziers. Selon l'Ontario, rien ne porte à conclure que la mise en valeur du GNL accroît substantiellement le risque commercial du réseau principal.

À l'instar de l'ACPP, l'Ontario a souligné les changements en mieux que le risque commercial du réseau principal a connus depuis l'instance RH-4-2001, ajoutant l'approbation d'un compte de report des dépenses de réparation et de révision suivant la décision RH-1-2002 à la liste des changements que l'ACPP avait dressée. L'Ontario a argué que TransCanada n'avait pas accordé une importance suffisante à ces améliorations dans sa demande visant les droits de 2004.

Se reportant à l'analyse des rentrées nettes, l'Ontario a souligné que le fait d'avoir les coûts les plus élevés ne signifie pas forcément qu'un pipeline offre les rentrées nettes les moins bonnes puisque celles-ci dépendent aussi des prix du marché. L'Ontario a affirmé que le réseau principal peut, à certains moments, être concurrentiel.

4.6 Risque d'exploitation

Le risque d'exploitation est le risque auquel la capacité de générer des produits est exposée en raison de facteurs techniques et opérationnels. TransCanada a affirmé que les risques d'exploitation n'avaient pas changé notablement depuis l'instance RH-4-2001. L'ACPP est en accord avec cette position.

4.7 Opinion de l'Office

Comme nous l'avons souligné au chapitre 2, il a longuement été débattu si l'Office, dans l'examen de la structure du capital qui convient pour le réseau principal, devrait s'en tenir strictement aux changements survenus sur le plan du risque commercial depuis la dernière évaluation, ou s'il devrait plutôt faire table rase. L'Office a conclu dans ce chapitre qu'il n'a pas à se cantonner à la preuve ayant trait aux changements notables survenus depuis l'instance RH-4-2001. Ainsi, dans son évaluation du risque commercial, l'Office a pris en considération l'ensemble de la preuve produite au cours de l'instance, y compris celle concernant les

changements survenus depuis 2001, et a soupesé l'importance relative de chaque source de risque à la lumière de l'information dont il disposait.

Risque d'approvisionnement

L'Office constate que les parties s'entendaient généralement pour affirmer que les points de vue sur l'approvisionnement ont évolué depuis 2001, et que les prévisions de TransCanada au sujet des approvisionnements de sources classiques présentées dans son scénario de base étaient raisonnables et conformes aux connaissances actuelles sur cette question. Dans l'ensemble, l'Office juge qu'il est possible de se fier raisonnablement à la fourchette dans laquelle se situent les estimations des approvisionnements de sources classiques présentées au cours de l'audience et qu'il est peu probable que l'offre de gaz classique depuis le BSOC augmente de manière substantielle. L'Office estime par conséquent qu'à long terme, le maintien du débit du réseau principal sera en partie tributaire de la mise en valeur d'approvisionnements non classiques ou des ressources du Nord. Ce degré de dépendance s'est accru par rapport à ce qui avait été prévu en 2001.

Les approvisionnements de sources non classiques, comme le méthane des gisements houillers et le gaz de réservoir étanche, suscitent plus d'incertitude car ils en sont encore aux premiers stades de mise en valeur. Bien que l'on s'attende à ce que ces approvisionnements compensent, au moins en partie, la baisse future de la production de sources classiques, la question de la mesure où ils le feront, et dans quels délais, demeure de l'ordre des incertitudes.

De même, le gaz venant du delta du Mackenzie et de l'Alaska pourrait contribuer aussi à compenser le déclin à venir de la production de gaz classique dans le BSOC. Cependant, comme pour le gaz de sources non classiques, l'incertitude règne. Bien que TransCanada ait inclus le gaz du delta du Mackenzie dans tous ses scénarios de débit, il est incertain à quel moment ces ressources seront disponibles, si elles le deviendront ou même, advenant qu'elles le deviennent, si elles seront transportées sur le réseau principal. Par conséquent, la prise en compte du gaz du delta du Mackenzie représente un risque baissier pour le réseau principal si, en fait, ces volumes ne se matérialisent pas.

Même si la mise en valeur des approvisionnements de l'Alaska paraît plus probable qu'elle ne l'était en 2001, il reste à négocier des accords commerciaux. En outre, si les installations sont construites, il faudrait encore plusieurs années avant que le gaz commence à s'écouler et ce n'est pas clair s'il serait acheminé, en tout ou même en partie, par le réseau principal. À cet égard, les producteurs ont clairement indiqué qu'ils veulent disposer de choix pour la livraison du gaz venant de l'Alaska et que l'utilisation du réseau principal ne représente qu'une des options

possibles. L'Office partage l'avis des parties qui ont affirmé que le gaz de l'Alaska constitue un facteur haussier possible pour le réseau principal, comme l'indique le scénario incluant l'Alaska qui a été fourni en réponse à une demande de renseignements. Néanmoins, l'Office trouve qu'il est raisonnable que le gaz de l'Alaska soit exclu des trois scénarios de débit initiaux.

L'Office juge raisonnables les estimations des ressources ultimes dont TransCanada s'est servie dans ses scénarios de base, de débit faible et de débit élevé, de même que ses prévisions relatives à la production du BSOC et à la demande de gaz naturel dans l'Ouest canadien. Pour estimer les approvisionnements susceptibles d'être exportés à partir de l'Ouest canadien sur les divers gazoducs, TransCanada a posé des hypothèses concernant les rentrées nettes relatives, les taux d'utilisation des gazoducs, les éventuels accroissements de capacité, et les méthodes de répartition. L'Office n'accepte pas nécessairement toutes les hypothèses que TransCanada a retenues dans son analyse, mais juge néanmoins que les trois principaux scénarios sont plausibles. De plus, l'Office convient avec TransCanada qu'il est important d'inclure le scénario de débit faible dans l'évaluation du risque commercial puisqu'il s'inscrit dans l'éventail des cas plausibles. En outre, l'Office admet que ce n'est pas seulement le scénario de base comme tel qui reflète le risque commercial et l'incidence potentielle sur les bénéfices du réseau principal, mais plutôt les variantes possibles de ce scénario. Plus précisément, les bénéfices sont plus susceptibles d'êtres touchés dans un cas semblable au scénario de débit faible que dans des cas plus positifs.

Compte tenu de l'évolution des points de vue concernant l'approvisionnement depuis l'instance RH-4-2001 et de l'importance plus grande accordée aux approvisionnements non classiques, l'Office estime que le risque d'approvisionnement auquel fait face le réseau principal s'est accru dans une certaine mesure.

Risque de marché

Pour ce qui est du risque lié à la taille globale du marché du gaz naturel, l'Office reconnaît que les prévisions de la croissance de la demande de gaz naturel en Amérique du Nord sont plus modérées maintenant qu'au moment de l'instance RH-4-2001. Cependant, on s'attend néanmoins à ce que la croissance du marché demeure assez forte pour ne pas imposer des contraintes sur l'utilisation du réseau principal. Par conséquent, l'Office ne trouve pas que le risque couru par le réseau principal a changé sous le rapport de la taille globale du marché. Le risque lié à la part de marché que le réseau principal est en mesure de capter est examiné plus loin sous la rubrique Risque de concurrence.

Risque de réglementation

Le contexte de réglementation du réseau principal évolue, mais l'Office ne voit aucune raison de conclure que le risque de réglementation s'est accru dans son cas. Le modèle de réglementation continue de fournir au réseau principal une possibilité raisonnable de recouvrer ses coûts engagés d'une manière judicieuse. En fait, l'Office souligne, à titre d'exemple, que l'orientation qu'il a donnée dans la décision RH-1-2002, à savoir « l'importance de mener des études sur l'amortissement en temps utile et d'assurer que les taux d'amortissement reposent sur des renseignements à jour »[46], laisse entrevoir que le risque de réglementation tend à diminuer. L'Office admet que les régies pourraient être incapables de protéger le réseau principal dans l'éventualité où les droits qu'il perçoit devenaient non concurrentiels, mais il estime qu'il en a toujours été ainsi et que cela ne représente pas un changement du point de vue du risque de réglementation.

L'Office juge que les entretiens sur un nouveau modèle d'entreprise et de réglementation que TransCanada avaient engagés avec ses parties prenantes vers le moment où l'instance RH-4-2001 a eu lieu n'ont pas accru le risque de réglementation du réseau principal, pas plus que la cessation de ces entretiens n'a fait diminuer le risque de réglementation.

L'Office n'admet pas que le risque de réglementation du réseau principal est plus élevé maintenant simplement parce que l'Office, dans la décision RH-1-2001, a déclaré qu'il se peut qu'un certain partage des risques entre TransCanada et ses expéditeurs soit approprié s'il est envisagé de nature prospective. Dans cette décision, l'Office avait indiqué qu'un tel partage des risques devrait tenir compte d'un juste équilibre entre les risques et les récompenses ainsi que des mécanismes nécessaires à la gestion de tels risques. L'Office note, par ailleurs, que les déclarations faites dans le cadre de la décision RH-1-2001 l'ont été avant le début de la partie orale de l'instance RH-4-2001.

Tout compte fait, l'Office estime qu'il n'y a pas eu de changement mesurable dans le risque de réglementation.

Risque de concurrence

Il aurait peut-être été possible, en 2001, de prédire, au moins en partie, la forme que prendrait la concurrence faite au réseau principal. Quoi qu'il en soit, l'Office juge que l'effet de cette concurrence se voit mieux aujourd'hui. Bien que le débit n'ait pas chuté, en termes de volume-distance, dans la même mesure que les déterminants de facturation, l'Office reconnaît que les fondements contractuels du réseau principal se

46 RH-1-2002, précité, note 42, page 48.

sont affaiblis depuis 2001. À cela s'ajoute le fait que le GNL pourrait percer sur des marchés dans l'Est du Canada qui étaient considérés auparavant comme des marchés captifs du réseau principal. De plus, les marchés en aval de Dawn ont la possibilité d'acheter du gaz à Dawn et ont exprimé un intérêt à le faire. Tous ces facteurs pouraient réduire la dépendance à l'égard des services du réseau principal.

L'Office ne trouve pas que la théorie de pipeline complémentaire avancée par TransCanada est convaincante et juge qu'il y a des failles dans son étude des rentrées nettes. TransCanada a passé sous silence des trajets qui sont importants du point de vue des volumes acheminés, en particulier le parcours jusqu'à Niagara. Les volumes transportés sur ce trajet sont supérieurs à ceux du trajet jusqu'au réseau Iroquois, que TransCanada a inclus dans ses six trajets initiaux. De tous les trajets présentés dans l'étude de TransCanada, le parcours jusqu'à Niagara est celui qui a procuré les rentrées nettes les plus intéressantes dans un passé récent et celui dont les rentrées nettes, d'après les prévisions, seront les deuxièmes en importance parmi tous les trajets compris dans l'étude (voir le tableau 4-4).

TransCanada a affirmé que la compétitivité du réseau principal, par rapport aux gazoducs d'Alliance et de Northern Border, devrait être évaluée au regard des rentrées nettes attribuables à la destination primaire des gazoducs. En réponse à cette assertion, l'Office fait remarquer que TransCanada soutient que le réseau principal est en concurrence avec les gazoducs précités dans l'Est du Canada et que, par conséquent, il est pertinent de comparer les trajets jusqu'à Dawn sur lesquels s'exerce cette concurrence. À cet égard, l'Office constate que les rentrées nettes fournies par le réseau principal sur le trajet depuis Dawn sont concurrentielles autant d'après les prévisions de TransCanada que des données historiques récentes. Lorsque le droit de la zone du Sud-Ouest est utilisé pour évaluer les rentrées nettes sur le trajet jusqu'à Dawn, le réseau principal offre de meilleures rentrées nettes que les tracés utilisant Alliance ou Northern Border. L'Office reconnaît qu'il n'y a pas de point d'établissement des prix dans la zone de l'Est qui soit assez liquide actuellement pour fournir des données fiables sur les prix, mais il souligne, en revanche, que l'utilisation du prix pratiqué à Dawn de concert avec le droit de la zone de l'Est tend à sous-estimer les rentrées nettes pour les livraisons jusqu'à la zone de l'Est.

L'Office sait que prévoir les prix du marché pour une période de 20 ans à venir est un exercice incertain en soi. Il remarque que, parmi les six trajets présentés à l'origine, il y a un écart assez faible entre le trajet aux rentrées nettes les plus élevées et le trajet aux rentrées nettes les moins élevées, si bien que la marge d'erreur est considérable quand il s'agit de classer les divers trajets en fonction de l'importance des rentrées nettes procurées.

S'il est vrai que les marchés desservis par le réseau principal sont généralement plus éloignés du BSOC que les marchés d'autres gazoducs qui partent du bassin, les rentrées nettes sont tributaires à la fois des coûts de transport et des prix qui peuvent s'obtenir sur les marchés en question. Par conséquent, une plus grande distance d'acheminement dans le cas du réseau principal n'implique pas forcément que celui-ci procure les rentrées nettes les moins bonnes. Le réseau principal présente parfois les rentrées nettes les moins attrayantes, mais ce n'est pas toujours le cas, comme en témoignent les données réelles de 2003 et celles pour la première moitié de 2004. De plus, l'Office est d'avis que le niveau de reconduction de contrats sur le réseau principal, qui a été plus élevé récemment que dans le cas de certains autres gazoducs partant du BSOC qui sont voués aux exportations, contredit la théorie du pipeline complémentaire. En conséquence, le fait que TransCanada se soit appuyée sur la théorie du pipeline complémentaire porte l'Office à conclure qu'elle a surestimé le risque de concurrence auquel le réseau principal est confronté.

L'Office admet que la valeur de récupération négative dans le cas de réformes définitives et les soldes d'impôts reportés qui découlent du régime des impôts exigibles sont des facteurs qui peuvent nuire à la position concurrentielle du réseau principal. Selon l'Office, ces facteurs prennent plus d'importance à mesure que s'accroît la concurrence. L'Office fait remarquer, cependant, qu'il ne s'agit pas de nouveaux risques et que ces deux facteurs sont connus depuis longtemps. De plus, bien qu'elle ne soit pas déterminante, la gestion exercée par TransCanada a aussi contribué à mettre le réseau principal dans la position où il se trouve aujourd'hui. L'Office pense que la question de la valeur de récupération négative dans le cas de réformes définitives ne constitue pas un facteur important sur le plan de la concurrence étant donné qu'elle touche l'ensemble de l'industrie et qu'il y a peu de sociétés pipelinières qui recouvrent actuellement dans leurs droits les coûts associés à une valeur de récupération négative découlant d'une réforme définitive. Pour l'instant, l'Office n'est pas convaincu que les questions soulevées au sujet de la valeur de récupération négative en cas de réforme définitive et des soldes d'impôts reportés sont l'indice d'un accroissement du risque commercial auquel le réseau principal est exposé.

En réponse à l'assertion de TransCanada portant que le réseau principal s'est vu refuser les outils requis pour soutenir la concurrence, l'Office fait remarquer que ses décisions antérieures étaient fondées sur les circonstances particulières de l'instance qui les a engendrées. L'Office constate, en outre, que la plupart des exemples que TransCanada a soulevés, par exemple les droits établis selon la durée des contrats et les changements apportés aux politiques de renouvellement des contrats, datent d'avant l'accroissement de la concurrence. En fait, un examen des décisions rendues par l'Office depuis ce temps révèle qu'il s'est montré sensible aux besoins du réseau principal en apportant des changements

quand ils étaient justifiés et en approuvant des mécanismes pour soutenir la concurrence. L'accroissement du taux d'amortissement du réseau principal, le relèvement du prix-plancher du service interruptible, l'approbation de la zone du Sud-Ouest et l'approbation de la jonction North Bay en tant que point de réception et de livraison, en sont des exemples.

Compte tenu que les fondements contractuels du réseau principal se sont détériorés davantage, que le marché manifeste de l'intérêt à obtenir du gaz naturel à Dawn et que le GNL pourrait percer sur des marchés que dessert le réseau principal, l'Office estime que, tout compte fait, le risque de concurrence du réseau principal s'est accru depuis l'instance RH-4-2001, mais pas autant que TransCanada ne laisse entendre.

Risque d'exploitation

L'Office accepte les points de vue de TransCanada et de l'ACPP, qui ont exprimé l'avis que les risques d'exploitation n'ont pas changé de façon notable depuis l'instance RH-4-2001.

Amortissement et risque commercial

Les parties à l'instance ont discuté de la mesure où le rajustement périodique des taux d'amortissement, pour traduire la meilleure estimation courante de la durée de vie économique, a un effet sur le risque auquel TransCanada est exposée.

Selon l'Office, il y a deux éléments de risque distincts pour ce qui concerne le risque commercial et les taux d'amortissement. Le premier tient au fait que la meilleure estimation courante de la durée de vie économique, qui est reflétée dans les taux d'amortissement, peut s'avérer fausse en bout de ligne. Divers facteurs commerciaux, dont les changements du point de vue de l'approvisionnement ou des forces de la concurrence, peuvent modifier la durée de vie économique du réseau principal. Ce risque potentiel ne pouvant pas être éliminé complètement, il faut le compenser par le biais du coût du capital.

Le deuxième élément de risque associé à l'amortissement, c'est que les taux d'amortissement en usage peuvent ne pas concorder avec les estimations de la durée de vie économique qui seraient retenues si on les calculait à ce moment-là. Une société peut remédier au risque d'estimations non courantes en présentant une demande de réexamen de ses taux d'amortissement. La partie non atténuable de ce risque ne devrait pas être compensée au moyen du coût du capital. S'il devient apparent que les taux d'amortissement ne reflètent pas convenablement les estimations courantes de la durée de vie économique, il incombe à la direction de la société de solliciter la modification de ses taux d'amortissement, au lieu de

s'attendre à une compensation supplémentaire par le biais du coût du capital.

Toujours pour ce qui est du deuxième élément, il est possible que les droits pipeliniers d'une société n'incorporent pas des taux d'amortissement suffisamment élevés parce que des facteurs de concurrence empêcheraient d'exiger des taux plus élevés. Ce risque, s'il est important, peut être compensé d'une manière appropriée au moyen du coût du capital.

L'évaluation du coût du capital devrait prendre pour acquis que les taux d'amortissement reflètent la meilleure estimation possible de la durée de vie économique du gazoduc. Par conséquent, le rajustement des taux d'amortissement en fonction d'une nouvelle meilleure estimation de la durée de vie économique ne permet pas, à lui seul, de réduire le risque commercial par rapport à ce qu'il serait en l'absence d'une telle révision de la meilleure estimation.

Concernant l'argument que le risque commercial diminue à mesure que la base tarifaire s'amoindrit, l'Office convient que le niveau total des capitaux à risque du réseau principal diminue au fil du temps, à mesure que le réseau est amorti. L'Office reconnaît également qu'il ne resterait plus aucun risque de non-recouvrement des capitaux si le réseau était entièrement amorti. Toutefois, l'Office juge que le risque commercial associé aux éléments d'actif qu'il reste à amortir ne diminue pas du simple fait que la base tarifaire rapetisse.

En résumé, pour ce qui est des aspects non atténuables du risque, l'Office n'est pas d'avis que les changements aux taux d'amortissement du réseau principal approuvés lors de l'instance RH-1-2002, à eux seuls, ont réduit le risque commercial de ce dernier; ces changements ont simplement rectifié les taux d'amortissement du réseau principal en fonction d'une évaluation courante de sa durée de vie économique. L'Office juge qu'il n'y a pas eu de changement au risque de non-confirmation éventuelle de la meilleure estimation courante faite à propos de la durée de vie économique.

Risque commercial global

L'Office juge que, dans l'ensemble, le risque commercial auquel le réseau principal est exposé s'est accru depuis l'instance RH-4-2001 parce que le risque d'approvisionnement et le risque de concurrence se sont accentués.

Chapitre 5

Investissements comparables

5.1 Preuve concernant le coût moyen pondéré du capital après impôt

Le coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) d'une société correspond au coût moyen pondéré après impôt de chaque source de capitaux comprise dans sa structure du capital. Appelé aussi le coût moyen pondéré du capital (CMPC), le CMPCAI s'emploie régulièrement dans la budgétisation des immobilisations comme taux d'actualisation pour l'analyse de la valeur nette actualisée et taux étalon pour l'analyse du taux de rendement interne. Tout au long de l'audience, TransCanada a assimilé le concept du CMPCAI au coût global du capital et au rendement global du capital.

Position de TransCanada

TransCanada a parrainé les témoignages de MM. Kolbe et Vilbert, qui se sont basés sur une approche fondée sur le CMPCAI pour estimer le coût du capital et le ratio présumé du capital-actions qui conviendrait pour le réseau principal. Ces témoignages s'appuyaient sur les CMPCAI estimatifs de deux groupes de sociétés repères jugées exposées à un risque semblable à celui du réseau principal. Cette approche (la méthode du CMPCAI K et V) est décrite ci-après.

Après avoir pris en considération les vues de ses experts, TransCanada a décidé de solliciter un ratio présumé du capital-actions de 40 % lequel, une fois conjugué au RCA de 9,56 % établi suivant la formule RCA RH-2-94 et à un coût après impôt de la dette à la valeur marchande de 4,14 %, correspond à un CMPCAI de 6,3 %. TransCanada a exprimé l'avis qu'un CMPCAI de 6,3 % améliorerait la position financière relative du réseau principal, mais qu'il n'atteindrait pas la norme de rendement équitable, et elle a ajouté qu'un CMPCAI de 6,9 % serait plus représentatif d'un rendement équitable. En supposant un RCA de 9, 56 %, un CMPCAI de 6,9 % sous-entend un ratio du capital-actions ordinaire d'environ 51 %.

Description et justification de la méthode du CMPCAI K et V

La méthode du CMPCAI K et V s'appuie sur la prémisse selon laquelle, si le niveau de risque d'un échantillon de sociétés est semblable à celui de la société visée, le coût global du capital devrait lui aussi être semblable. La méthode en question consiste à déterminer un ensemble approprié de sociétés et à estimer la moyenne de la valeur marchande de leur structure du capital sur une période donnée. On estime ensuite le coût des capitaux propres (soit le RCA) et le coût de la dette à la valeur marchande après impôt de chacune de ces sociétés. Ces estimations sont ensuite combinées à la structure du capital de chaque société pour déterminer son CMPCAI, et, par la suite, le CMPCAI moyen de l'échantillon. Enfin, on calcule le ratio du capital-actions découlant du CMPCAI moyen constant de l'échantillon, mais en y substituant le RCA du réseau principal. On compare alors le ratio du capital-actions du réseau principal au ratio implicite moyen du capital-actions de l'échantillon. Tel qu'il est décrit plus en détails ci-après, la méthode a été utilisée dans le cas de deux groupes de sociétés repères.

MM. Kolbe et Vilbert ont soutenu qu'il faut utiliser le coût global du capital pour déterminer un taux de rendement global juste qui satisfasse à la norme de rendement équitable. M. Kolbe a insisté sur le fait que le coût des capitaux propres varie non seulement en fonction du risque commercial, mais aussi selon le risque financier, qui dépend lui-même du ratio du capital-actions. Il a reconnu que le choix de la méthode du CMPCAI K et V en tant que démarche réglementaire n'est pas un enjeu dans la présente demande, comme il l'était lors de l'instance RH-4-2001. Toutefois, il a soutenu que l'Office ne pouvait pas interpréter correctement la preuve concernant le risque-rendement sur le marché des capitaux, aux fins de déterminer le ratio présumé du capital-actions du réseau principal, à moins de tenir compte de l'interaction entre le coût des capitaux propres et la structure du capital. Dans ce contexte, M. Kolbe a fait valoir que si les deux méthodes étaient appliquées comme il se doit, la méthode du CMPCAI K et V aurait les mêmes résultats que la méthode utilisée traditionnellement par l'Office pour déterminer un RCA et un ratio présumé du capital-actions.

MM. Kolbe et Vilbert ont laissé entendre qu'il existait de nombreux exemples de structures du capital où les coûts sont minimaux. Ils ont souligné que les frais d'intérêt liés à la dette sont déductibles mais que, à mesure qu'une société augmente sa proportion de dette, cela entraîne des conséquences non reliées à l'impôt qui annulent les avantages fiscaux de la dette, notamment une perte de marge de manoeuvre financière pour la direction et le risque que des signaux négatifs soient envoyés aux investisseurs, sans oublier les coûts et risques associés à des difficultés financières. M. Kolbe a exprimé l'avis que la preuve basée sur les recherches tout comme la preuve empirique laissent entrevoir qu'il n'existe pas de structure optimale du capital bien définie dans un secteur industriel donné et que la plage de la structure du capital dans laquelle la valeur d'une société est maximisée, quel que soit le secteur d'activité, est large et invariable pour ce qui concerne le CMPCAI (c'est-à-dire que le CMPCAI est constant dans une grande plage intermédiaire de la structure du capital).

MM. Kolbe et Vilbert ont recommandé que l'Office, à l'avenir, analyse la relation d'arbitrage entre le coût des capitaux propres et la structure du capital d'une manière explicite et quantitative, plutôt que seulement de façon subjective et qualitative.

Estimation du CMPCAI et de ratios implicites du capital-actions ordinaire

Tel qu'il en est fait mention ci-dessus, la première étape de l'analyse de M. Vilbert consistait à sélectionner deux groupes de sociétés repères et à déterminer la moyenne des structures du capital à la valeur marchande de ces sociétés. Comme il n'existe pas au Canada, ni aux États-Unis, de sociétés non diversifiées de transport de gaz à grande distance, M. Vilbert s'est servi d'un échantillon de services publics canadiens et d'un échantillon formé de sociétés de distribution locales (SDL) de gaz des États-Unis. Il a appliqué une série de critères de sélection afin de créer des échantillons de sociétés dont l'activité principale est d'être un service public réglementé et dont le risque commercial s'apparente à celui du réseau principal.

Ensuite, pour chaque échantillon, des données sur le marché canadien des capitaux ont été utilisées pour estimer le RCA et le coût de la dette après impôt de chaque société repère. Ces coûts estimatifs ont été combinés à la structure du capital à la valeur marchande de chaque société pour déterminer son CMPCAI et le CMPCAI moyen de l'échantillon. Tenant le CMPCAI

de l'échantillon constant, M. Vilbert a substitué le RCA du réseau principal pour calculer le ratio implicite du capital-actions.

MM. Kolbe et Vilbert ont souligné que l'échantillon formé de services publics canadiens est un groupe repère dont la pertinence est évidente, mais qu'il ne contient pas un grand nombre de sociétés de gazoducs. M. Kolbe a exprimé l'avis qu'en raison de l'intensification générale de la concurrence dans les industries réglementées nord-américaines et de l'incertitude accrue causée par les événements du 11 septembre 2001, les estimations courantes du CMPCAI tendent à minorer le risque réel auquel les sociétés comprises dans l'échantillon sont exposées aujourd'hui. Il a fait valoir par ailleurs que, par comparaison au réseau principal, les SDL de gaz canadiennes, qui font partie de l'échantillon de services publics canadiens, ont tendance à être exposées à plus de risques à court terme. Cependant, il a conclu que l'échantillon global de services publics canadiens est exposé à moins de risques à long terme que ne l'est le réseau principal.

M. Kolbe a soutenu que le coût global du capital du réseau principal devrait être supérieur à celui qui a été calculé pour l'échantillon de SDL américaines, ajoutant que, en moyenne, le réseau principal est exposé à plus de risques à long terme, mais moins de risques à court terme, que les SDL américaines.

Le tableau 5-1 résume les CMPCAI et ratios implicites du capital-actions ordinaire estimatifs calculés à partir d'un RCA de 9,56 %. M. Vilbert a estimé que le ratio présumé du capital-actions se situait dans une fourchette de 40 % à 50 % pour l'échantillon de services publics canadiens (avec un point milieu de 45 %) et que celui de l'échantillon de SDL de gaz américaines se trouvait dans une fourchette de 45 % à 55 % (avec un point milieu de 50%). M. Kolbe a fait remarquer que le ratio présumé du capital-actions de 40 % que TransCanada demandait était inférieur à celui qu'il aurait recommandé, soit un ratio compris entre 45 % et 55 %.

M. Vilbert a présenté plusieurs analyses de sensibilité dans lesquelles il a modulé certaines hypothèses, une à la fois. Ces analyses portaient notamment sur les éléments suivants : application de facteurs de pondération liés à la valeur comptable; utilisation d'une période de régression se terminant en octobre 2003; emploi de différentes estimations du taux hors risque; utilisation de régressions bêta traditionnelles à un seul facteur; suppression du rajustement Merrill Lynch; utilisation d'autres estimations de la prime de risque liée au marché (PRM); utilisation d'un coût de la dette différent; et estimation de la structure du capital des sociétés repères pour la période se terminant en mai 2000. Le tableau 5-1 présente les résultats pour les divers facteurs de sensibilité choisis. M. Vilbert a soutenu qu'aucune des ces variantes ne fournit la meilleure estimation possible du coût du capital du réseau principal.

Tableau 5-1
Estimation des CMPCAI et des ratios implicites de capital-actions

	PCR[1] Taux à court terme				PCR – Taux à long terme			FMA[2]	
	MÉAF[3]	MEÉAF[4]			MÉAF	MEÉAF			
		1 %	2 %	3 %		1 %	2 %	Simple	Multistades
Estimations initiales de M. Vilbert									
Échantillon des services publics canadiens									
CMPCAI	5,6	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,2	6,6
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56 %	26,8	30,4	33,9	37,4	41,8	45,3	48,8	57,2	44,7
Échantillon des SDL de gaz des États-Unis									
CMPCAI	5,5	5,8	6,1	6,4	6,6	6,9	7,2	7,8	7,8
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	25,9	31,2	36,6	41,9	45,2	50,5	55,9	67,2	67,1
Estimations découlant des analyses de sensibilité de M. Vilbert									
Échantillon des services publics canadiens									
Facteurs de pondération liés à la valeur comptable, plutôt qu'à la valeur marchande									
CMPCAI	5,2	5,3	5,5	5,6	5,8	5,9	6,1		
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	19,6	22,2	24,7	27,3	30,5	33,0	35,6		
Utilisation d'un taux d'intérêt à court terme de 2,9 % et d'un taux d'intérêt à long terme de 5,35 % (plutôt que de 3,3 % et 5,6 % respectivement)									
ATWACC	5,4	5,6	5,8	6,0	6,3	6,5	6,7		
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	23,3	26,9	30,4	33,9	39,6	43,1	46,6		
Utilisation de bêtas non rajustés									
CMPCAI	5,0	5,3	5,5	5,8	5,9	6,2	6,5		
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	15,4	20,7	26,0	31,2	32,1	37,4	42,7		
Utilisation d'une PRM[5] à court terme de 6 % et d'une PRM à long terme de 5 % (plutôt que de 6,5 % et de 5,5 % respectivement)									
CMPCAI	5,5	5,6	5,8	6,0	6,3	6,5	6,6		
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	24,2	27,7	31,3	34,8	39,2	42,7	46,2		
Utilisation d'un coût de la dette de 6,2 % (plutôt que de 6,37 %)									
CMPCAI	5,5	5,7	5,9	6,1	6,4	6,6	6,7		
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	27,5	30,9	34,4	37,8	42,1	45,6	49,0		
Utilisation des structures du capital à la valeur marchande estimées pour la période de 60 mois se terminant en mai 2000									
CMPCAI	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7		
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	25,3	28,7	32,1	35,5	39,6	43,0	46,4		
Échantillon des SDL de gaz des États-Unis									
Facteurs de pondération liés à la valeur comptable, plutôt qu'à la valeur marchande									
CMPCAI	5,2	5,5	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5		
Ratio du capital-actions - RCA de 9,56%	20,1	24,4	28,6	32,9	35,4	39,7	44,0		

1 Prime de capital-risque
2 Flux monétaires actualisés
3 Modèle d'évaluation des actifs financiers
4 Modèle empirique d'évaluation des actifs financiers
5 Prime de risque associée au marché

Hypothèses et paramètres

De plus amples de détails sont présentés ci-après sur les hypothèses clés et les paramètres que MM. Kolbe et Vilbert ont retenus dans l'estimation du CMPCAI de chaque société comprise dans les échantillons.

Estimation du taux de rendement du capital-actions

Le RCA estimatif de chacune des sociétés composant les échantillons a été utilisé comme donnée d'entrée dans l'estimation de son CMPCAI. Pour estimer le RCA, tel que dicté par le marché, M. Vilbert a eu recours à une analyse de positionnement du niveau de risque, également appelée analyse de la prime de capital-risque (PCR), ainsi qu'à une analyse des flux monétaires actualisés (FMA). Il a exprimé l'avis que, dans le cas des deux échantillons, les résultats de l'analyse des FMA varient plus largement et sont moins fiables que ceux qui reposent sur l'analyse de la PCR. Il a présenté les résultats de l'analyse des FMA en tant que mesure de comparaison des valeurs obtenues au moyen de l'analyse de la PCR, comme il s'agit d'une méthode qui a largement été utilisée par le passé. M. Vilbert a également fait valoir que les taux hors risque à court terme sont inférieurs à leur moyenne historique. Ainsi, M. Vilbert s'est fié principalement aux résultats de la version à long terme de l'analyse de la PCR pour déterminer le RCA de chacune des sociétés comprises dans les échantillons.

Analyse de la prime de capital-risque

Selon l'analyse de la PCR, le coût des capitaux propres est évalué comme étant la somme du taux d'intérêt hors risque courant (taux hors risque) et de la prime de risque. On entend par prime de risque la rémunération qu'un investisseur exige, en sus du taux hors risque, à titre de compensation pour les niveaux de risque plus élevés associés à un titre en particulier. Le modèle de la PCR le plus connu est le modèle d'évaluation des actifs financiers (MÉAF), selon lequel la prime de risque d'un titre est définie comme étant le produit d'une prime de risque liée au marché (PRM) et du coefficient bêta du titre. Suivant le MÉAF, tous les titres comportent les mêmes taux hors risque et PRM, et la variation du RCA dépend strictement du coefficient bêta associé à chaque titre. Le coefficient bêta est une mesure du risque systématique d'un titre ou il permet de déterminer dans quelle mesure le cours du marché d'un titre fluctue par rapport à l'indice de référence.

M. Vilbert s'est aussi appuyé sur un second modèle de la PCR qui s'appelle le modèle empirique d'évaluation des actifs financiers (MEÉAF). M. Vilbert a affirmé que les recherches empiriques sur la question indiquent que le MÉAF a tendance à exagérer la sensibilité du coût des capitaux propres aux bêtas et que l'utilisation du MEÉAF peut réduire cet effet. Pour la version à court terme de l'analyse de la PCR, effectuée selon le MEÉAF, M. Vilbert a utilisé des coefficients de rajustement de 1, 2 et 3 %. Pour la version à long terme de l'analyse de la PCR effectuée suivant le MEÉAF, il a appliqué des coefficients de rajustement de 1 et 2 %.

M. Vilbert a produit des estimations pour deux versions de l'analyse de la PCR, dont une utilisait un taux hors risque de référence à court terme, et l'autre, un taux hors risque de référence à long terme. Pour la version basée sur le taux de référence à court terme, il s'est servi d'un taux hors

risque à court terme de 3,30 % et d'une PRM à court terme de 6,5 %. Pour la version à long terme, il a employé un taux hors risque à long terme de 5,60 % et une PRM à long terme de 5,5 %.

Dans le cas de l'échantillon de services publics canadiens, M. Vilbert a calculé les bêtas à l'aide d'un modèle bifactoriel, où les bêtas sont établis à partir d'une régression incluant les surplus de profit par rapport à l'indice S&P/TSX et les surplus de profit par rapport aux obligations du gouvernement du Canada. Il a souligné que le modèle bifactoriel rectifie en partie le fait que les rendements des sociétés réglementées en fonction de leur base tarifaire au coût d'origine sont plus sensibles aux variations des taux d'intérêt. Il a ensuite rajusté les bêtas estimatifs à l'aide de la formule de rajustement Merrill Lynch pour compenser partiellement la sensibilité aux taux d'intérêts des sociétés qui sont réglementées en fonction de leur base tarifaire au coût d'origine.

M. Vilbert a estimé les coefficients bêta de l'échantillon de services publics canadiens sur une période de cinq ans se terminant en mai 2000. Il a choisi cette période à cause du déclin considérable du rapport statistique entre le rendement du marché, tel que mesuré suivant l'indice S&P/TSX, et les rendements des sociétés en question durant la période quinquennale la plus récente. MM. Kolbe et Vilbert ont reconnu qu'il n'y avait pas de correspondance entre les périodes pour lesquelles les bêtas et la structure du capital avaient été calculés, mais ils ont souligné que ce défaut explicite donnerait lieu à une sous-estimation moins grande du CMPCAI dans le cas de l'échantillon de services publics canadiens que le recours à des bêtas plus récents. Selon eux, les bêtas auraient été très faibles, ou même négatifs, si la période quinquennale la plus récente avait été utilisée.

Pour l'échantillon de SDL de gaz américaines, M. Vilbert s'est servi des estimations de coefficients bêta publiées par Value Line pour la période quinquennale la plus récente. Les bêtas de Value Line sont rajustés, de sorte que M. Vilbert a effectué un rajustement inverse pour obtenir les valeurs non rajustées. Il n'a pas utilisé des bêtas rajustés pour l'échantillon des SDL américaines parce qu'elles n'ont pas, statistiquement, le même degré de sensibilité aux taux d'intérêt que les services publics canadiens.

Analyse des flux monétaires actualisés

M. Vilbert a présenté des estimations du coût des capitaux propres pour chacune des sociétés comprises dans les échantillons en s'appuyant sur une analyse des FMA. Il a exprimé l'avis que l'analyse des FMA est une méthode théoriquement saine dans la mesure où les hypothèses de départ sont satisfaites, mais qu'elle peut soulever des difficultés dans la pratique parce que les hypothèses sous-jacentes sont tellement fortes qu'il est peu vraisemblable qu'elles correspondent à la réalité. Selon lui, les hypothèses fortes qui sous-tendent le modèle des FMA font que l'analyse des FMA est moins fiable, de par sa nature même, que la méthode de la PCR.

Estimation du coût après impôt de la dette et du coût du capital-actions privilégié

M. Vilbert a estimé que le rendement des obligations de services publics cotés A en octobre 2003 s'établissait à 6,37 %. En combinant ce taux de rendement à l'estimation du taux marginal d'impôt sur le revenu du réseau principal en 2004, soit 34,99 %, il a obtenu un coût après impôt de la dette à la valeur marchande de 4,14 % pour des entreprises de service public cotées A. M. Vilbert a établi que le coût du capital-actions privilégié était égal au coût après impôt de la

dette à la valeur marchande. Le même coût de la dette et le même capital-actions privilégié ont été utilisés pour les services publics cotés A des deux échantillons.

Estimation de la structure du capital

La structure du capital de chaque société repère comprise dans l'analyse de la PCR a été estimée à partir de la valeur marchande du capital-actions ordinaire, du capital-actions privilégié et de la dette durant la dernière période quinquennale pour laquelle des données étaient accessibles au public. Eu égard à l'analyse des FMA, les structures du capital à la valeur marchande les plus récemment publiées ont été utilisées. M. Kolbe a exprimé l'avis qu'il serait contraire à la théorie économique d'utiliser des facteurs de pondération liés à la valeur comptable pour établir la structure du capital des sociétés. Il a soutenu que le coefficient bêta véritable dépend de la valeur marchande de la structure du capital de l'entreprise, et ce, autant pour les sociétés réglementées que pour les sociétés non réglementées. C'est donc dire que le bêta évalué pour un échantillon d'entreprises réglementées sera plus faible lorsque le ratio valeur marchande-valeur comptable est supérieur à un que lorsque ce ratio est égal à un. M. Kolbe a souligné que, dans les cas où le ratio valeur marchande-valeur comptable dépasse un, l'utilisation de facteurs de pondération liés à la valeur comptable peut donner lieu à une sous-estimation importante du RCA véritable requis par la société.

Réponse de TransCanada à la preuve de l'ACPP

En réponse à l'assertion de M. Booth (voir la rubrique Positions des intervenants ci-après), portant qu'il y a échec de la réglementation si une société réglementée ne présente pas un ratio valeur marchande-valeur comptable particulier, M. Kolbe a fait valoir que les régies n'ont aucun contrôle sur les valeurs marchandes. Il a souligné que la preuve de M. Booth concernant la signification du ratio valeur marchande-valeur comptable s'appuie sur un simple modèle de la formation des prix des actions. Il a soutenu que si ce modèle était valide, le RCA implicite véritable d'entreprises à tarifs réglementés serait beaucoup trop bas et, dans la plupart des cas, serait inférieur au taux de référence utilisé pour déterminer le RCA suivant la formule RH-2-94 de l'Office, c'est-à-dire le taux de rendement des obligations de 30 ans du gouvernement du Canada. M. Kolbe a affirmé que le ratio valeur marchande-valeur comptable n'est pas un critère fiable pour déterminer si le rendement d'un investissement dans une entreprise à tarif réglementé est raisonnable. D'après la preuve de TransCanada, son ratio valeur marchande-valeur comptable s'établissait à 1,98 au deuxième trimestre de 2003.

Positions des intervenants

L'ACPP a exprimé l'avis qu'une méthode fondée sur le CMPCAI K et V a pour prémisse l'existence d'un lien inextricable entre le RCA et la structure du capital. Il est impossible, selon elle, que l'Office prenne en considération une telle méthode puisque cela exigerait qu'il examine la question du coût des capitaux propres, laquelle n'est pas en cause dans la présente instance. Pour la même raison, l'ACPP n'a pas fourni de preuve sur l'estimation du coût des capitaux propres. L'ACPP a argué que la preuve sur le CMPCAI présentée au cours de l'audience est entachée des mêmes vices que l'Office a soulevés dans sa décision RH-4-2001.

L'ACPP a parrainé la preuve de M. Booth, lequel a affirmé qu'il y a une contradiction fondamentale dans le fait de prôner l'utilisation d'une méthode fondée sur le CMPCAI dans une demande de réglementation, car c'est une image-miroir de la maximisation de la valeur au profit des actionnaires. Il a recommandé que l'Office écarte cette approche indirecte et continue d'utiliser la méthode traditionnelle. M. Booth a soutenu que le RCA du réseau principal devrait être déterminé selon la valeur comptable, plutôt que la valeur marchande, affirmant que c'est le marché qui établit la valeur marchande, non pas l'Office. À son avis, des droits justes et raisonnables supposent que le ratio valeur marchande-valeur comptable de l'entreprise réglementée se situe autour de un. Selon M. Booth, l'acceptation de facteurs de pondération liés à la valeur marchande qui diffèrent notablement des facteurs de pondération liés à la valeur comptable dénoterait un échec de la réglementation.

L'ACIG a fait valoir que la composante de capitaux propres du CMPCAI n'est pas plus fiable comme outil de réglementation que le CMPCAI en soi, que toutes les failles de la méthode du CMPCAI s'y reflétaient et qu'il faudrait l'écarter.

Coral a exprimé l'opinion que l'analyse fondée sur le CMPCAI est fondamentalement erronée parce qu'elle s'appuie sur des structures du capital à la valeur marchande et que l'analyse comparative des rendements est sans intérêt comme indicateur du coût du capital. Elle a fait valoir que dans le cas d'un service public réglementé, dont les bénéfices sont directement fonction de la valeur comptable de son actif, le ratio valeur marchande-valeur comptable est utile pour déterminer si les bénéfices du service public couvrent son coût du capital.

L'Ontario a dit croire que l'analyse fondée sur le CMPCAI est entachée de failles et qu'on ne peut pas s'y fier. L'Ontario a soutenu que l'Office ne devrait accorder aucune importance à la plage de ratios présumés du capital-actions que MM. Kolbe et Vilbert avaient proposée pour le réseau principal. L'Ontario a relevé plusieurs assertions dans la preuve écrite de M. Kolbe qui soutenaient l'opinion que la théorie financière sur les structures du capital à coûts minimaux comporte des faiblesses et des défauts. L'Ontario a fait observer également que l'analyse de MM. Kolbe et Vilbert péchait par un manque de données sur des entreprises qui se livrent exclusivement au transport de gaz naturel.

Opinion de l'Office

L'Office convient que les méthodes fondées sur le CMPCAI ont une certaine valeur en théorie, mais il est d'avis que des lacunes en matière de preuve empirique font des méthodes en question un outil de valeur limitée pour l'évaluation du coût du capital ou du ratio présumé du capital-actions approprié pour le réseau principal.

L'Office est conscient du fait qu'il n'y a pas d'entreprises qui se livrent exclusivement au transport de gaz naturel à grande distance, de sorte que l'approche choisie doit se fonder sur des échantillons de sociétés qui ne sont pas directement comparables. Bien que l'échantillon d'entreprises de service public canadiennes soit un point de référence évidemment utile, l'Office constate que toutes les sociétés comprises dans l'échantillon de services publics canadiens de M. Vilbert tirent une partie de leurs produits

financiers d'activités non réglementées. Comme ces activités sont normalement plus risquées que l'exploitation de gazoducs, le coût du capital de leurs activités réglementées, et indirectement celui du réseau principal, a tendance à être surestimé. Selon l'avis de l'Office, la preuve de MM. Kolbe et Vilbert est insuffisante à ce chapitre.

L'Office constate en outre que la méthode du CMPCAI K et V suppose un rapport spécifique entre le RCA d'une société et sa structure du capital, lequel est lui-même fondé sur l'hypothèse voulant que le CMPCAI est constant sur une grande plage. L'Office a reconnu l'existence du rapport entre le RCA et la structure du capital dans des décisions antérieures, mais il l'a considéré d'un angle qualitatif plutôt que quantitatif.

L'Office convient que le CMPCAI pourrait être constant, ou du moins essentiellement constant, sur une certaine plage. À son avis toutefois, la preuve n'a pas permis de démontrer hors de tout doute l'envergure de cette plage. Par conséquent, l'Office estime qu'il faut agir avec prudence lorsqu'on se fie à une preuve fondée sur le CMPCAI de sociétés dont la structure du capital est sensiblement différente de la structure du capital présumée du réseau principal. À cet égard, l'Office remarque que la moyenne estimative des capital-actions ordinaires des sociétés comprises dans l'échantillon des SDL de gaz américaines est sensiblement différente du ratio présumé courant du réseau principal en plus d'être supérieure à celle de la plupart des services publics canadiens repères. L'Office croit que ces écarts reflètent probablement des différences importantes au titre des risques commerciaux de ces entreprises. En conséquence, l'Office ne peut vraiment se fier à l'échantillon des SDL de gaz américaines ni à certaines entreprises de l'échantillon de services publics canadiens dont le ratio du capital-actions est sensiblement différent du pratio présumé du réseau principal.

De plus, l'Office constate que l'estimation du CMPCAI a nécessité plusieurs rajustements qui se traduisent tous par une hausse du CMPCAI estimatif. Comme on peut le constater au tableau 5-1, la moindre atténuation d'une hypothèse peut avoir une incidence considérable.

L'Office s'inquiète particulièrement du fait que la période retenue pour l'analyse des coefficients bêta de l'échantillon de services publics canadiens (période quinquennale se terminant en mai 2000) ne correspond pas à celle que l'on a utilisée pour l'estimation des structures du capital à la valeur marchande correspondantes (période quinquennale se terminant en octobre 2003). L'Office a observé que MM. Kolbe et Vilbert ont mis l'accent sur l'importance de la relation fondamentale entre le bêta véritable d'une entreprise et sa structure du capital à la valeur marchande. L'Office est d'avis que cette incohérence des données empiriques nuit à la fiabilité de la méthode du CMPCAI K et V.

Dans le contexte de la demande et de la preuve à l'étude, l'Office juge qu'en raison du grand nombre de rajustements et de l'incohérence des périodes inhérentes à l'estimation, la méthode du CMPCAI K et V ne produit pas d'estimations du coût du capital qui permettent de déterminer un ratio du capital-actions présumé approprié pour le réseau principal. Bien que l'Office convienne que la preuve fondée sur le CMPCAI de MM. Kolbe et Vilbert permette de conclure à une augmentation du ratio du capital-actions du réseau principal, la preuve donne peu d'information sur l'ampleur qu'il conviendrait de donner à cette augmentation.

En ce qui concerne les préoccupations exprimées au sujet du ratio valeur marchande-valeur comptable, l'Office ne s'attend pas à ce que les services publics réglementés citent un ratio valeur marchande-valeur comptable particulier et il reconnaît que de nombreuses forces du marché peuvent influer sur le ratio valeur marchande-valeur comptable d'une société. Il est également d'avis qu'un tel ratio fournit une indication de la situation financière d'une société. L'Office reconnaît que le ratio valeur marchande-valeur comptable de TransCanada reflète toutes les activités consolidées de l'entité et non uniquement celles du réseau principal ou les activités pipelinières de TransCanada. Néanmoins, comme la plus grande partie des revenus de TransCanada soient attribuables à ses activités canadiennes réglementées, même si ce n'est pas un facteur déterminant, l'Office est d'avis que le ratio valeur marchande-valeur comptable approximatif établi par TransCanada, soit deux, permet d'établir que le ratio présumé actuel du capital-actions du réseau principal ne peut être considérablement inférieur au niveau approprié.

5.2 Investissements comparables

5.2.1 Comparaisons avec Alliance, M&NP, Enbridge et Westcoast

Position de TransCanada

TransCanada a exprimé l'avis qu'elle devrait toucher un rendement au moins comparable à celui d'Alliance, de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP) et d'Enbridge Pipelines Inc. (Enbridge), étant donné que, selon elle, tous ces pipelines comportent moins de risques que le réseau principal, bien que ces risques soient comparables. D'après TransCanada, les rendements d'Alliance et de M&NP sont des données du monde réel qui attestent du niveau de rendement requis pour promouvoir l'investissement dans l'infrastructure pipelinière et ils offrent les meilleurs exemples d'investissements ayant un risque comparable à celui du réseau principal. Ces pipelines montrent aussi les rendements qui sont nécessaires pour satisfaire au critère de l'effet d'attraction de capitaux. TransCanada a fait valoir que les autres pipelines réglementés par l'Office constituent les comparateurs les plus utiles pour ce qui concerne les possibilités d'investissement.

TransCanada a rappelé que l'Office, dans sa décision RH-4-2001, avait déclaré ce qui suit :

> L'Office ne trouve pas que la preuve concernant la comparaison du réseau principal à Alliance, M&NP et Enbridge soit particulièrement utile pour fixer un taux de rendement équitable pour le réseau principal. Il constate que la preuve produite par TransCanada au sujet du risque commercial relatif ne tenait compte que de certains facteurs et que plusieurs autres sont passés sous silence. Ce qu'il y a de plus important, toutefois, c'est que les rendements réalisés par ces pipelines reflètent des circonstances et un contexte risque-récompense différents. Pour établir une comparaison plus utile, il faudrait évaluer à fond le risque commercial relatif de chaque pipeline et estimer ce que son coût du capital pourrait être en l'absence de circonstances différentes[47].

TransCanada a soutenu qu'elle a essayé de remédier aux préoccupations que l'Office avait soulevées dans la décision RH-4-2001 et de présenter une évaluation plus exhaustive des risques commerciaux relatifs du réseau principal et de ces pipelines, en se fondant sur les données accessibles au public.

Comme nous l'avons mentionné au chapitre 2, TransCanada a traité de trois méthodes de comparaison du rendement total de sociétés pipelinières, qui étaient fondées respectivement sur le CMPCAI, le rendement total du capital-actions et le rendement de la base tarifaire, lequel s'appuie sur le RCA après impôt et le coût structurel de la dette avant impôt. Cette troisième méthode a été utilisée uniquement pour établir des comparaisons entre le rendement global de la base tarifaire d'environ 9,0 % pour TransCanada, affecté à 33 % de capital-actions, ou un rendement de 9,1 % affecté à 40 % de capital-actions, et les taux de rendement accordés par la Federal Energy Regulatory Commission des États-Unis (FERC), lesquels se situent en moyenne entre 10 % et 10,5 % depuis 2002, lorsque calculés sur la même base.

Le tableau 5-2 présente des comparaisons avec le CMPCAI d'Enbridge, de M&NP, d'Alliance et de Westcoast Energy Inc., exploitée sous la dénomination sociale Duke Energy Gas Transmission Canada (Westcoast), à partir de données fournies par TransCanada.

La discussion qui suit sur les comparaisons établies avec Alliance, M&NP, Enbridge et Westcoast se rapporte également à l'analyse des risques commerciaux relatifs de sociétés pipelinières, dont il est traité à la section 5.2.2, et à l'analyse des investissements comparables, exposée à la section 5.2.3, et ne sera pas reprise dans ces sections.

---

47 RH-4-2001, précité, note 4, page 38

Tableau 5-2
Données sur le coût du capital

	Ratio du capital-actions	RCA approuvé	CMPCAI [1]
	(%)	(%)	(%)
Réseau principal (pour 40 % de capital-actions	40	9.56	6.3
Réseau principal (pour 33 % de capital-actions)	33	9.56	5.9
Enbridge[2]	45	13.0	8.1
M&NP	25	13.0	6.4
Alliance	30	11.3	6.3
Westcoast	31	9.56	5.8

[1] Pour calculer le CMPCAI, TransCanada a utilisé un coût de la dette à la valeur marchande après impôt de 4,14 % pour un service public ayant la cote A.

[2] D'après les estimations de TransCanada.

Alliance

TransCanada a déclaré que le risque commercial d'Alliance est égal ou inférieur à celui du réseau principal, sous tous les rapports, notamment parce que le gazoduc d'Alliance s'appuyait sur des contrats de transport de 15 ans lors de sa mise en service. Elle a souligné, de plus, que les dispositions prévoyant le renouvellement des contrats pour cinq ans et, à défaut de leur renouvellement, l'application d'un amortissement accéléré durant les cinq dernières années contractuelles, ont eu pour effet d'abaisser le risque commercial auquel Alliance fait face. TransCanada a prétendu que, parce qu'elle bénéficie de plus longues périodes contractuelles, Alliance est moins exposée au risque de concurrence, risque de marché, risque de réglementation et risque d'approvisionnement. Elle a soutenu que les risques d'approvisionnement et de marché sont aussi réduits dans le cas d'Alliance, par rapport à ceux du réseau principal, parce que les rentrées nettes offertes par Alliance sont supérieures à celles du réseau principal.

TransCanada a laissé entendre qu'Alliance bénéficie d'un taux global d'amortissement plus élevé, et donc d'une période d'amortissement raccourcie. Elle a admis qu'Alliance doit composer avec le risque de défaut de paiement par ses expéditeurs, mais elle le considérait comme insignifiant au vu de l'apparente solvabilité financière de ses expéditeurs du service garanti et de la possibilité qu'a Alliance d'exiger des garanties financières de la part de ses expéditeurs.

Pour ce qui concerne le risque lié aux coûts de construction, TransCanada a argué qu'il était atténuable et qu'Alliance ne devrait donc pas être compensée pour celui-ci dans son taux de rendement. De plus, il s'agit de risques qui ont été assumés et qui se sont matérialisés dans le passé. Comme le taux de rendement présent n'est pas censé compenser un service public pour des risques passés, TransCanada a fait valoir que le risque associé aux coûts de construction n'est pas pertinent. Elle a également souligné que le taux de rendement moins élevé d'Alliance s'appliquait aux coûts d'immobilisation réels, de telle sorte que son rendement total s'est accru à cause des dépassements de coûts de construction.

M&NP

TransCanada estimait que, dans l'ensemble, le risque commercial de M&NP était moins élevé que celui du réseau principal, notamment à cause de l'existence de contrats à long terme. Elle a souligné qu'au moment de l'approbation de son gazoduc, M&NP était réputée faire face au même risque commercial que d'autres sociétés du groupe 1, mais que les gazoducs d'Alliance et de Vector n'avaient pas encore été approuvés. TransCanada a laissé entendre que le risque d'approvisionnement qui est imposé à M&NP du fait qu'elle s'approvisionne dans un tout nouveau bassin est entièrement compensé par les ententes de soutien de 20 ans que la société a conclues avec Mobil Canada Products Ltd. et Mobil Properties Ltd., si bien que le risque d'approvisionnement de M&NP est moindre que celui du réseau principal.

Selon TransCanada, M&NP est exposée à un risque de réglementation moins élevé que ne l'est le réseau principal parce qu'elle court moins de risque de subir la concurrence d'autres pipelines et parce que son rendement a été fixé pour une période de cinq ans et prolongé pour deux ans de plus par la suite. TransCanada a soutenu que le risque de marché plus grand auquel M&NP est exposée est contrebalancé par l'existence de contrats à long terme. TransCanada a souligné, enfin, que les taux d'amortissement de M&NP sont plus élevés que ceux du réseau principal.

Enbridge

Bien que la canalisation principale d'Enbridge fonctionne selon un régime de commandes au mois, TransCanada a soutenu que l'incidence des fluctuations des produits est atténuée à court terme grâce aux dispositions concernant les variations des produits de transport contenues dans les règlements qu'Enbridge a négociés avec ses expéditeurs entre 1995 et 2004. TransCanada a prétendu que les dispositions en question offrent une meilleure garantie de produits que ses propres comptes de report à cause de leur caractère automatique.

TransCanada a souligné que, dans le cas d'Enbridge, le risque d'approvisionnement est atténué par la perspective d'une augmentation de la production de pétrole, mais accentué du fait de son exposition aux divers risques de compétence et d'ordre environnemental, économique et consultatif qui accompagnent le lancement ou l'expansion de projets de mise en valeur des sables bitumineux. Elle a ajouté qu'Enbridge est aussi exposée à une concurrence inter-pipelines croissante, de la part de Trans Mountain Pipe Line Company Ltd. et d'Express Pipeline Ltd.

Westcoast

TransCanada avait d'abord exclu Westcoast de ses analyses des investissements comparables et des risques commerciaux relatifs, mais elle a fourni de l'information à son sujet en réponse à des demandes de renseignements. TransCanada trouvait qu'il était tautologique d'inclure Westcoast dans ses analyses étant donné que le RCA de Westcoast est déterminé, lui aussi, suivant la formule de la décision RH-2-94. TransCanada a soutenu que l'inclusion de Westcoast, ou de toute autre société assujettie à la formule RCA RH-2-94, ne ferait que mener à la conclusion que des pipelines soumis à des méthodes de comptabilisation similaires ont tendance à avoir des rendements semblables. TransCanada a aussi indiqué que la comparaison avec Westcoast n'était pas pertinente parce que son rendement est trop bas.

TransCanada a fait valoir que, s'il est vrai que Westcoast, dans le règlement qu'elle a négocié pour 2004 et 2005, ait accepté que son RCA soit établi suivant la formule RH-2-94 et affecté à une proportion de 31 % de capital-actions, c'est parce que ce taux de rendement s'inscrivait dans un règlement global reflétant les meilleurs intérêts de la société, au lieu de refléter un rendement équitable.

Positions des intervenants

ACPP

L'ACPP a soutenu que les comparaisons entre TransCanada et Alliance, M&NP et Enbridge sont inappropriées et méritent qu'on leur accorde peu d'importance. Elle a souligné que les comparaisons avec M&NP et Alliance visent principalement à étayer une demande d'accroissement du RCA, et non de la proportion de capital-actions.

L'ACPP a souligné qu'Alliance court des risques que le réseau principal ne connaît pas : un certain risque lié à la capacité couru par une entreprise commerciale affiliée; un risque de crédit lorsque ses expéditeurs font défaut de paiement - lequel risque s'est matérialisé; un risque lié au taux d'intérêt parce que le rendement du capital-actions est bloqué pendant 15 ans; un risque associé au blocage à long terme du taux d'amortissement; et un risque lié aux coûts de construction, qui s'est matérialisé et a fait chuter son RCA de 12 % à 11,25 %. S'il est vrai que le taux réduit par suite des dépassements de coûts de construction s'est appliqué en conséquence à une base tarifaire plus grosse dans le cas d'Alliance, le réseau principal a lui aussi connu plusieurs dépassements de coûts sans que son taux de rendement ne soit touché.

L'ACPP a souligné, de plus, que le rendement du capital-actions de 12 % dont bénéficiait Alliance (avant qu'il soit réduit à cause des dépassements de coûts en vertu de l'incitatif concernant le risque de construction) avait été négocié en 1996 lorsque le rendement du capital-actions calculé suivant la formule RCA RH-2-94 s'établissait à 11,25 %. Au moment où le taux a été déposé auprès de l'Office, le RCA calculé suivant la formule RH-2-94 correspondait à 10,67 %. L'ACPP a noté qu'étant fixé à 30 %, le ratio du capital-actions d'Alliance est inférieur à celui du réseau principal.

L'ACPP a souligné qu'au moment où sa structure du capital a été définie, M&NP faisait face à des circonstances particulières qui justifiaient de lui accorder un rendement plus élevé, notamment l'obligation de s'approvisionner à quelques champs dont les réserves n'étaient pas éprouvées. Elle a fait remarquer que la structure du capital de M&NP comprend une proportion de capital-actions de 25 %.

L'ACPP a fait observer que depuis 1995, le rendement qu'obtient Enbridge est négocié dans le cadre d'une entente de caractère incitatif et ne peut pas être considéré hors de ce contexte. De plus, son ratio plus élevé de capital-actions reflète l'exploitation d'un oléoduc de transport public et les modalités s'y rapportant, comme des droits conçus à partir de prévisions et l'absence de comptes de report.

L'ACPP considérait que le réseau principal présentait un niveau de risque inférieur ou semblable à celui du réseau de Westcoast et a souligné que le ratio du capital-actions ordinaire de 31 % autorisé pour Westcoast constituait un point de référence valable.

Coral

Coral a argué qu'Alliance et M&NP avaient fixé leur rendement autorisé du capital-actions pour une longue période à un taux qui reflétait le rendement des obligations à long terme à ce moment-là. Leur rendement du capital-actions comportait une compensation pour le risque inhérent au gel du taux de rendement. Depuis, ces pipelines ont profité de la chute substantielle des taux d'intérêt. En conséquence, le rendement du capital-actions de ces deux pipelines n'est pas comparable à celui du réseau principal.

Coral croit que pour les rendre comparables, il serait nécessaire de supprimer la prime accordée pour l'établissement du rendement sur toute la durée de l'entente, et apporter un rajustement pour tenir compte de l'évolution des taux d'intérêt. Selon Coral, le RCA d'Alliance, fixé à 12 %, est supérieur de 75 points de base au rendement établi selon la formule RCA RH-2-94 au moment où elle a été négociée et supérieur de 133 points de base au RCA établi selon cette formule au moment où la demande a été déposée auprès de l'Office. Coral a soutenu que dans le cas de M&NP, selon la preuve déposée, et acceptée par l'Office, le RCA comprenait une prime de 75 à 100 points de base pour l'établissement du rendement du capital-actions à un taux fixe pour cinq ans.

Après que Coral lui eut demandé d'apporter un rajustement pour tenir compte d'une prime reflétant le gel du rendement et les changements aux taux d'intérêt, TransCanada a calculé un CMPCAI de 5,9 % pour Alliance et M&NP, soit le même taux que celui du réseau principal avec une proportion de 33 % de capital-actions. Coral a fait remarquer en outre qu'au moment où Alliance a fixé son RCA, il n'était supérieur que de 75 points de base au RCA établi selon la formule RH-2-94, plutôt que des 133 points de base utilisés dans les calculs susmentionnés. Un écart de 75 points de base donnerait lieu à un CMPCAI rajusté qui serait inférieur à 5,9 %.

Eu égard à l'affirmation de TransCanada selon laquelle les risques de réglementation de M&NP sont moindres que ceux auxquels le réseau principal est exposé parce que le rendement du capital-actions a été fixé pour cinq ans et prorogé par la suite, Coral a argué que les sociétés pipelinières du groupe 1 assujetties à la réglementation de l'Office ne sont pas exposées à des risques de réglementation substantiellement différents du seul fait qu'elles sont en mesure de négocier des taux de rendement avec leurs expéditeurs.

Coral a fait observer que l'Office s'était penché sur la composante de capital-actions de la structure de capital d'Enbridge pour la dernière fois lors de l'instance RH-2-94. Depuis ce temps-là, Enbridge a pu négocier des règlements avec ses expéditeurs. Coral a fait valoir que ces relations fructueuses entre Enbridge et ses expéditeurs ne révèlent rien sur le coût du capital du réseau principal.

Ontario

L'Ontario a soutenu que le réseau principal et Westcoast sont exposés à un risque commercial global semblable, qui comprend l'accès au gaz du BSOC, la concurrence créée par les ajouts de capacité pipelinière d'exportation, la capacité pipelinière excédentaire et l'augmentation du nombre d'expéditeurs détenant des contrats à court terme. De plus, Westcoast est confrontée à des problèmes semblables à ceux du réseau principal du point de vue de la concurrence livrée par

les pipelines des États-Unis et des préoccupations manifestées par les agences de cotation des titres. L'Ontario a prétendu que puisqu'il n'y a pas de différence importante entre le risque commercial auquel Westcoast est exposée et celui que le réseau principal doit assumer, que les deux entreprises se servent de la formule RCA RH-2-94 et que Westcoast a convenu par règlement d'un capital-actions présumé de 31 % pour 2004 et 2005, il n'y a aucun motif raisonnable de porter la proportion du capital-actions réputé du réseau principal à plus de 33 %.

D'après l'Ontario, il était sans fondement pour TransCanada de prétendre que les risques d'Enbridge sont moindres compte tenu de la nature des risques auxquels ce pipeline est exposé.

5.2.2 Analyse des risques commerciaux relatifs

Position de TransCanada

Le réseau principal a été comparé à neuf autres pipelines : trois pipelines canadiens non assujettis à la formule RCA RH-2-94 (Alliance, M&NP et Enbridge); cinq pipelines dans lesquels TransCanada possède une participation (Northern Border, GLGT, GTN, Iroquois et Portland Natural Gas Transmission System (PNGTS); et Vector.

En vue de son analyse, TransCanada a coté chaque pipeline selon cinq grandes catégories de risque, soit trois catégories de risque à court terme et deux à long terme, après avoir évalué des données du domaine public. Les coefficients de pondération attribués à chaque catégorie sont indiqués au tableau 5-3.

Tel que TransCanada le définit, le risque à court terme influe sur la variabilité des bénéfices d'un exercice à l'autre. Dans le cas des pipelines dont le mode d'exploitation est fondé sur une période d'essai fixe prospective, court terme signifie un an, tandis que pour les pipelines assujettis à un règlement pluriannuel, court terme équivaut à la durée du règlement, quelle que soit cette durée. Tout ce qui était hors de ces périodes était considéré comme étant à long terme pour les besoins de l'analyse. TransCanada a affirmé que le risque à court terme fondamental est que le rendement réalisé sera inférieur au rendement attendu, mais que le risque à long terme fondamental est que l'entreprise de service public ne sera plus rentable, ce qui se traduira par la perte de la totalité ou d'une partie des capitaux investis. TransCanada a également désigné le potentiel de troncature prématurée du recouvrement des capitaux par l'expression « risque de troncature ». TransCanada a attribué un coefficient de pondération de 75 % aux risques à long terme et un coefficient de pondération de 25 % pour ce qu'elle considère comme étant des risques à court terme, donc moins importants.

Pour chaque catégorie de risque et chaque pipeline, TransCanada a attribué une cote de risque se situant entre zéro et quatre, puis a calculé une cote de risque globale pour le pipeline en tenant compte des coefficients de pondération choisis. Il en a découlé un indice du risque commercial pour chaque pipeline qui a été comparé, sous forme graphique et tabulaire, aux taux de rendement du capital approuvés (CMPCAI). Les données comparatives sont présentées au tableau 5-3. TransCanada a allégué qu'il ne convient pas de comparer des pipelines uniquement sur la base de la proportion du capital-actions étant donné que des risques assumés par de nombreux pipelines sont reflétés dans le taux de rendement du capital-actions plutôt que dans la proportion totale du capital-actions par rapport à l'ensemble des capitaux. TransCanada a inclus

dans son classement du risque des produits et coûts à long terme une évaluation des rentrées nettes relatives et son opinion voulant que le réseau principal soit un pipeline complémentaire (voir la section 4.5, Risque de concurrence).

TransCanada a conclu de son analyse qu'il existe une corrélation positive entre le risque commercial et les rendements, mais que le réseau principal assume le risque commercial le plus élevé alors que son rendement du capital approuvé est le plus bas de tous les pipelines analysés. TransCanada a prétendu que même si un coefficient de pondération de 50 % était attribué au risque à long terme, une proportion de capital-actions de 40 % serait tout de même justifiée pour le réseau principal. Un coefficient de 25 % pour le risque à long terme indiquerait également que le rendement du réseau principal serait faible par rapport à ceux d'Alliance et de M&NP.

Tableau 5-3
Comparaison établie par TransCanada
Indice du risque commercial par rapport au taux de rendement du capital approuvé

	Risques à court terme				Risques à long terme		Indice du risque commercial	CMPCAi
	Produits	Coût	Exploitation	Réglementation	Produits et coût	Exploitation		
Coefficient de pondération	15 %	5 %	5 %	0 %	70 %	5 %	100 %	(%)
Réseau principal (40 %)	0	1	0	1	4	1	**2,90**	**6,3**
Réseau principal (33% en 2003)	0	1	0	1	4	1	**2,90**	**6,0**
GLGT	3	4	1	1	3	1	**2,85**	**8,2**
Vector	3	2	1	1	3	1	**2,75**	**7,1**
PNGTS	1	4	1	1	3	1	**2,55**	**7,5**
Westcoast	1	2	1	1	3	1	**2,45**	**5,8**
Enbridge	0	3	0	1	3	1	**2,30**	**8,1**
Northern Border	2	4	1	1	2	1	**2,00**	**6,9**
GTN	2	3	1	1	2	1	**1,95**	**7,0**
Iroquois	1	4	1	1	2	1	**1,85**	**7,0**
M&NP	0	2	0	1	2	1	**1,55**	**6,4**
Alliance	0	0	0	1	1	1	**0,75**	**6,3**

TransCanada a reconnu que l'analyse est subjective mais a fait valoir qu'elle constitue un cadre transparent pour comparer les facteurs de risque. Elle a soutenu en outre que son analyse est plus transparente et crédible que l'analyse des risques commerciaux réalisée par l'ACPP. TransCanada considérait l'analyse de l'ACPP comme superficielle et a fait valoir que les critiques de l'ACPP à l'endroit de l'analyse de TransCanada s'appliquaient à celle de l'ACPP.

En réponse à la critique de l'ACPP, selon qui TransCanada a minimisé l'incidence des différences entre la réglementation canadienne et celle qui est en vigueur aux États-Unis, et minimisé l'incapacité des pipelines américains d'obtenir le rendement qui avait été autorisé, TransCanada a argué que les bénéfices des pipelines américains sont plus instables à court terme,

ce qui est compensé par des rendements prévus et réalisés plus élevés, mais qu'il n'y a pas de différence significative en termes de politique de réglementation à long terme, de sorte que les pipelines américains ont de justes possibilités de recouvrer leur investissement. TransCanada a fait valoir en outre que les rendements réels donnent une certaine indication de l'exposition au risque à court terme, mais, dans le cas d'un pipeline, ne montrent pas comment le risque à long terme est compensé. Par ailleurs, à l'appui de l'utilisation des taux de rendement autorisés pour les besoins de son analyse, TransCanada a soutenu que les rendements autorisés sont largement diffusés, sont comparables et ne sont pas entachés d'anomalies financières qui entraînent des variations des rendements réels.

En réponse aux prétentions d'intervenants selon lesquelles le risque de Vector établi dans l'analyse des risques commerciaux relatifs de TransCanada n'aurait pas dû être inférieur à celui du réseau principal étant donné l'exposition de Vector aux risques de capacité et de droits négociés, en plus d'autres risques, TransCanada a affirmé que les risques associés à Vector, de même que les facteurs d'atténuation de ces risques, avaient été pris en compte. TransCanada a laissé entendre que le risque associé aux faibles rentrées nettes du réseau principal pour le gaz transporté depuis le BSOC l'emportait sur les risques à long terme auxquels Vector est exposé.

Eu égard à la critique visant le RCA autorisé que TransCanada a attribué à Vector et PNGTS, TransCanada a fait valoir que le montant juste du RCA après impôt de PNGTS était en fait légèrement supérieur au chiffre utilisé par TransCanada. À propos de Vector, TransCanada a admis qu'elle avait utilisé un RCA d'une période antérieure étant donné qu'elle ne disposait pas du plus récent.

Positions des intervenants

ACPP

L'ACPP a allégué que l'analyse de TransCanada faisait sérieusement défaut, était fortement subjective et présentait une description erronée des risques relatifs. L'ACPP a affirmé que la distinction arbitraire faite par TransCanada entre le risque à court terme et le risque à long terme lui semblait fondamentalement dénuée de sens et une fausse dichotomie. L'ACPP a prétendu que la matérialisation du risque à long terme n'est rien de plus qu'une comparaison annuelle entre les rendements réels et les rendements autorisés. L'ACPP a soutenu que la pondération du risque devrait être plus grande du court au moyen terme plutôt qu'à long terme puisque la valeur actualisée de risques qui se matérialiseront dans plusieurs années est beaucoup moins élevée que la valeur des risques qui se matérialiseront dans l'avenir immédiat. Elle a ajouté que cet effet est aggravé par l'amortissement cumulé qui fait en sorte que le risque futur est encore plus faible.

Selon l'ACPP, TransCanada aurait exagéré ses propres risques et minoré ceux des autres pipelines, notamment dans le cas de Vector, dont le risque, tel qu'évalué par TransCanada, serait moindre que celui du réseau principal, même si Vector peut recourir à des taux repères conçus en fonction de la capacité du pipeline, même si cette dernière n'a pas été entièrement retenue par contrat; a négocié des droits inférieurs à ses droits maximaux; offre des rabais pour 30 % de sa capacité; est affiliée à une société de commercialisation qui assume le risque d'une partie de la capacité; a reporté le recouvrement de ses charges d'amortissement sur de nombreuses années futures; et a toujours affiché des rendements très bas (RCA de 3,7 % en 2002 et de 3,5 % en

2003). L'ACPP a affirmé que d'autres pipelines évaluent leur propre risque à un niveau plus élevé que ne le fait TransCanada. Ces pipelines comprennent PNGTS, Iroquois et la société affiliée américaine de M&NP, qui partage une partie des risques avec M&NP au Canada. Northern Border se voit elle aussi attribuer un risque de produits et coût à long terme beaucoup plus faible que celui du réseau principal par TransCanada, même si elle aussi détient des contrats qui viennent à échéance et qu'elle s'approvisionne au BSOC. L'ACPP a remis en question l'opinion de TransCanada selon laquelle la diversité des approvisionnements est un facteur de réduction du risque pour les pipelines tels Iroquois et Northern Border, mais non pour le réseau principal.

L'ACPP a fait observer que le facteur de risque des produits et du coût constitue à lui seul un coefficient de pondération de 70 % et que TransCanada a attribué au réseau principal et à aucun autre pipeline la cote la plus élevée, soit 4, relativement à ce facteur. En ce qui concerne toutes les autres catégories, TransCanada considère que le réseau principal n'est exposé à peu ou point de risque. Selon l'ACPP, la catégorie de risque des produits et du coût à long terme domine l'indice définitif. Si le classement était inversé de sorte que le risque des produits et du coût à court terme soit pondéré à 70 % et le risque des produits et du coût à long terme le soit à 15 %, et qu'aucun autre changement n'était apporté, la cote du réseau principal chuterait de 2,9 à 0,7. l'ACPP a laissé entendre que cela indique l'extrême sensibilité du classement aux coefficients de pondération présumés.

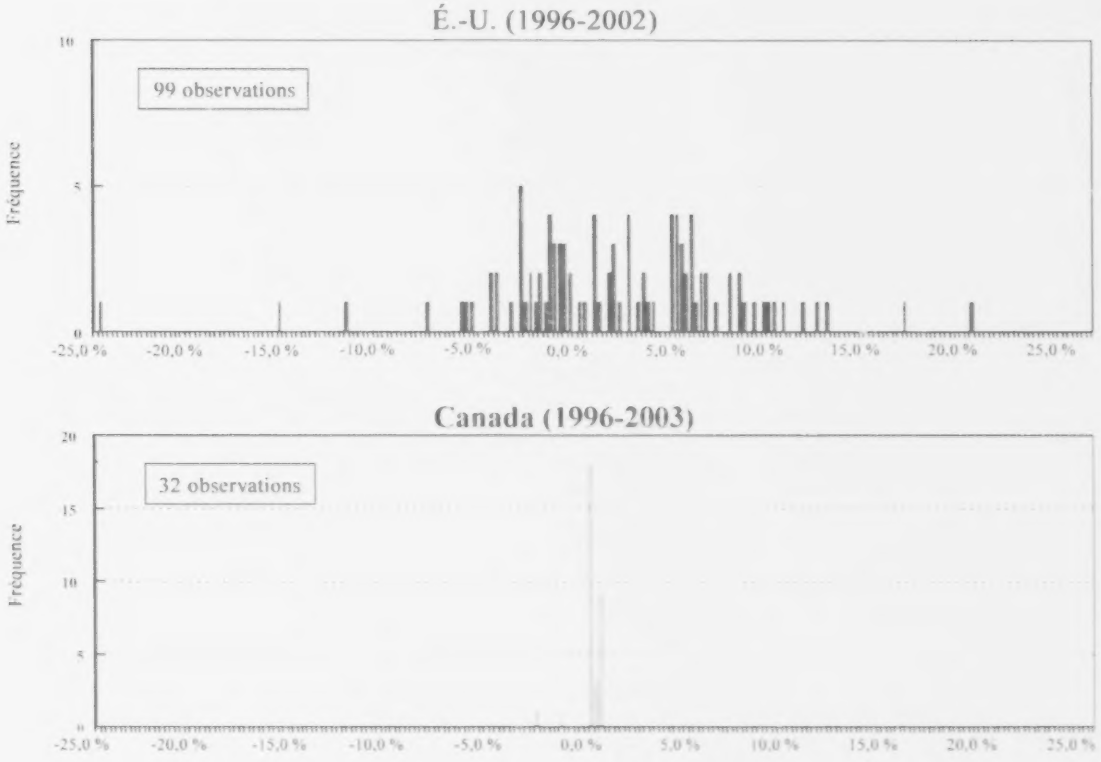
D'après l'ACPP, l'attribution du risque par TransCanada est fortement influencée par le fait qu'elle considère le réseau principal comme le pipeline complémentaire. L'ACPP a allégué que si l'hypothèse du pipeline complémentaire était rejetée, le classement perdrait tout son sens.

L'ACPP a fait valoir en outre que TransCanada avait minimisé l'incidence des différences qui existent entre la réglementation canadienne et celle qui est en vigueur aux États-Unis. L'ACPP a prétendu que les pipelines canadiens sont exposés à un risque commercial beaucoup moins grand que ne le sont les pipelines des États-Unis et que cet état de fait influe tant sur leur rendement financier que sur leur profil de risque. Selon l'ACPP, les facteurs d'accroissement du risque pour les pipelines des États-Unis sont les suivants : risque de sous-utilisation, risque de dépassements de coûts de construction, risque d'avoir à supporter des coûts liés aux droits négociés ou aux rabais et utilisation moins fréquente de comptes de report. L'ACPP a aussi fait remarquer qu'aux États-Unis, le risque de perte en cas de baisse, sous le régime de réglementation, comprend le risque de faillite, ce qui s'est déjà produit tant au niveau fédéral qu'à celui des États.

Pour appuyer sa position sur la différence entre la réglementation canadienne et la réglementation américaine, l'ACPP a déposé une analyse comparative des rendements autorisés et rendements réels des pipelines canadiens et américains (voir la figure 5-1). La figure permet de constater que les rendements au Canada sont légèrement supérieurs aux rendements autorisés, mais s'en rapprochent, tandis qu'aux États-Unis, les rendements ont beaucoup fluctué par rapport aux niveaux autorisé, en plus comme en moins, malgré une tendance vers des écarts positifs. L'ACPP a fait valoir que si le risque de réglementation était semblable sous les deux régimes, il faudrait s'attendre à ce que la tendance soit semblable dans les deux pays, ce qui n'est pas évident d'après les données présentées. L'ACPP a fait remarquer de plus que le résultat statistique, en ce qui concerne la réglementation américaine, est en harmonie avec les politiques de réglementation qui font assumer un risque plus élevé par les pipelines. Le risque étant plus

élevé, on s'attendrait à une plus grande variabilité au niveau des rendements excédentaires et à une moyenne plus élevée des rendements excédentaires pour inciter à accepter un risque accru.

Figure 5-1
Analyse de l'ACPP sur les rendements réels moins les rendements autorisés
Pipelines des É.-U. et du Canada



L'ACPP était préoccupée en outre par le fait que TransCanada n'accordait pas l'importance qu'il fallait au défaut, de la part de certains pipelines, de réaliser leur rendement autorisé, ce qui témoigne du risque plus élevé auquel font face les pipelines des États-Unis; qu'elle se fiait à des rendements incorrects (Vector); et qu'elle avait tendance à exagérer le risque parce que la tendance selon laquelle les produits et le coût évoluent en parallèle n'avait pas été prise en compte. L'ACPP a indiqué que les catégories de risque établies par TransCanada n'étaient pas compatibles avec les cinq facteurs de risque évalués par l'Office et elle a manifesté ses préoccupations (voir la section 5.2 des présents Motifs) au sujet des comparaisons faites avec Alliance, M&NP et Enbridge.

Coral

Coral a soutenu que l'analyse des risques commerciaux relatifs n'était ni appropriée ni utile pour toutes sortes de raisons. Coral a laissé entendre que l'emploi, par TransCanada, du terme risque à court terme pour décrire le manque à gagner par rapport au rendement attendu et du terme risque

à long terme pour désigner le non-recouvrement d'une partie ou de la totalité du capital n'aide pas à décrire le risque convenablement étant donné que la variabilité est un phénomène à long terme et qu'en principe, les risques de non-recouvrement existent même à court terme. Coral a fait observer que les parties ont tendance à considérer le risque de non-recouvrement comme étant à long terme parce qu'elles ne s'attendent pas à ce que le réseau principal ait beaucoup de difficultés à recouvrer ses coûts à court ou moyen terme. Coral a fait valoir qu'il n'est pas crédible pour TransCanada de prétendre que le risque de non-recouvrement ou de troncature, coté à 75 %, soit trois fois plus important que le risque de variabilité, coté à 25 %. Coral a allégué en outre que la baisse du solde non amorti de la base tarifaire en raison de l'amortissement réduit le risque auquel les investisseurs sont exposés malgré le potentiel d'erreur que peut comporter la détermination du taux d'amortissement. Cela signifie que la surestimation du risque de non-recouvrement est excessive.

Eu égard au point de vue de TransCanada à l'effet que les modalités des contrats constituent un déterminant clé du risque commercial, Coral a fait valoir que dans le contexte du risque de non-recouvrement échelonné sur de nombreuses années à venir, il importe peu que le contrat soit d'un an, de trois ans ou de six ans. À cet égard, Coral a fait observer que les pipelines autres qu'Alliance utilisés pour l'analyse évoluent dans des circonstances semblables à celles du réseau principal.

Outre la question de l'écart de pondération entre le risque à court terme et le risque à long terme, dont il a été traité précédemment, Coral a laissé entendre que la méthode semble biaisée, en donnant comme exemples l'exagération des risques du réseau principal et la sélection des tracés utilisés pour l'analyse des rentrées nettes. À l'instar de l'ACPP, Coral n'était pas d'accord avec le classement des différents pipelines effectué par TransCanada et le considérait comme arbitraire et subjectif. Coral était sceptique à propos de la valeur de l'étude sur les rentrées nettes, facteur utilisé par TransCanada pour l'attribution des cotes de risque.

Enfin, Coral était d'avis qu'une telle étude devrait se pencher sur le rapport entre le risque et le coût du capital, et non entre le risque et le rendement autorisé. Coral a argué qu'on ne peut supposer que les rendements autorisés reflètent le coût véritable du capital des pipelines canadiens ou des pipelines américains utilisés pour étayer l'analyse.

Ontario

L'Ontario a elle aussi argué que la méthodologie et l'analyse faisaient défaut et que les résultats ne signifiaient rien. Elle a soutenu que comparer six pipelines des États-Unis à trois pipelines du Canada biaisait les résultats étant donné les risques et rendements plus élevés sous le régime de réglementation des États-Unis. Jusqu'à ce qu'on lui en fasse la demande, TransCanada n'avait pas inclus Westcoast, même si ce pipeline est exposé aux mêmes risques commerciaux, ou presque, y compris l'approvisionnement en gaz à partir du BSOC, la concurrence inter-pipelines et l'augmentation de la proportion de contrats à court terme. L'Ontario a fait observer que les données de base ne se comparaient pas d'une société à l'autre puisque TransCanada avait accès à des renseignements d'initiés sur certaines, mais non sur d'autres.

5.2.3 Investissements comparables accessibles à TransCanada

Position de TransCanada

TransCanada a indiqué que dans le cadre de la décision RH-4-2001, l'Office avait accordé peu d'importance à la preuve de TransCanada sur les investissements comparables parce qu'elle était limitée, compte tenu des exigences de confidentialité, et qu'elle ne permettait pas aux parties de mettre en doute les prétentions au sujet de la relativité du risque commercial et du coût du capital associés à ces projets. TransCanada a tenté de fournir des renseignements additionnels à l'instance visée par les présentes.

TransCanada a laissé entendre que puisqu'elle investit dans le réseau principal, les rendements qu'elle peut tirer des entreprises de même risque que celui du réseau principal devraient être considérés comme une étape de prise en compte de la norme d'investissement comparable. TransCanada a présenté une preuve sur les autres options d'utilisation de ses capitaux, soit cinq pipelines américains dans lesquels elle détient une participation (GLGT, Iroquois, Northern Border, PNGTS et Tuscarora Gas Transmission) et quatre projets de production d'électricité (Curtis Palmer Hydroelectric Project, Sundance Power Purchase Agreement, ManChief Power Company, LLC et le projet de cogénération de Bécancour). Elle a également fait part de trois autres investissements pipeliniers accessibles à de tiers investisseurs (Enbridge, Alliance et M&NP). Chacun de ces douze investissements a été comparé au réseau principal. La liste des investissements de TransCanada n'était pas exhaustive et comprenait uniquement ceux dont elle considère le risque comme comparable à celui du réseau principal. Ne figuraient pas dans cette liste les pipelines dont le RCA est fondé sur la formule RH-2-94 ou une formule semblable. Selon TransCanada, les investissements du secteur de l'électricité sont caractérisés par des contrats à long terme conclus avec des contreparties solvables. TransCanada considère l'établissement de ces contrats comme étant semblable à la méthodologie du coût du service puisque la plupart des variations aux coûts des intrants, sinon toutes, sont passées aux clients.

Eu égard aux pipelines des États-Unis, TransCanada a reconnu que les risques qui leur sont associés ne sont pas les mêmes que ceux auxquels le réseau principal est exposé, mais elle a fait valoir que la différence entre les risques ne justifiait pas l'étendue de l'écart entre les rendements autorisés et les rendements réalisés. Elle a souligné notamment la différence entre les rendements du réseau principal et ceux des pipelines de raccordement qui véhiculent le même gaz. TransCanada a aussi fait observer que les différences de procédure de réglementation entre le Canada et les États-Unis ne sont pas suffisamment grandes pour éliminer la pertinence de ce genre de comparaisons et qu'en ce qui concerne le facteur de risque auquel les investisseurs accordent le plus d'importance, soit les bénéfices à long terme et le recouvrement du coût du capital, les régimes de réglementation des deux pays sont fondamentalement conçus de la même façon.

Pour ce qui est de la position de l'ACPP suivant laquelle les actionnaires d'une société profiteront des investissements de ces dernières dans tous les projets dont le rendement est au moins égal à leur coût du capital, occasions qui ne manqueront pas de survenir, TransCanada a fait valoir qu'entreprendre trop de projets comporte des coûts inconnus à première vue, de sorte que certains projets dont le rendement équivaut à peine à leur coût du capital ne seront pas rentables à la longue.

TransCanada a argué, en réponse aux préoccupations de Coral qui croyait que l'information de TransCanada sur les bénéfices comparables était une sorte d'essai de comparabilité de ces bénéfices, qu'elle n'avait pas fourni cette information pour estimer le coût du capital, comme le ferait un essai des bénéfices comparables, mais bien pour démontrer que TransCanada compte d'autres investissements de risque comparable qui offrent des taux de rendement plus élevés.

TransCanada a conclu que les comparaisons avec ces investissements justifient de hausser le ratio du capital-actions à 40 % parce que ces investissements offrent de plus hauts rendements que le réseau principal, mais à un risque semblable, sinon moindre.

Positions des intervenants

Les intervenants ont indiqué que l'analyse faisait défaut sur le plan conceptuel et se sont dits préoccupés par l'information fournie. L'ACPP a affirmé que les occasions d'investissement accessibles à TransCanada ne sont pas pertinentes. Une société comme TransCanada peut, et devrait, investir dans différentes entreprises au risque comparable et dont les rendements sont supérieurs au coût du capital investi. Toutefois, les rendements de ces investissements ne déterminent pas le coût du capital de la société en question. En conséquence, d'après l'ACPP, il se peut que TransCanada ait de meilleures occasions d'investissement dont le risque est comparable à celui du réseau principal, mais cela n'a rien à voir avec un taux de rendement équitable pour ce dernier.

L'ACPP a argué qu'étant donné que la direction de TransCanada s'efforce de faire en sorte que le rendement de ses investissements soit supérieur au coût des capitaux investis, ces rendements n'indiquent pas nécessairement quel est le coût réel du capital. L'ACPP a souligné que les rendements de ces investissements font déjà partie de l'ensemble des données sur le marché qui permettent d'estimer le coût du capital. Elle a fait observer de plus que le coût d'une acquisition est un des facteurs qui déterminent les attentes en matière de rendement et qu'il aurait eu une influence sur les attentes en matière de rendement pour les projets que TransCanada a analysés.

L'ACPP a soutenu que même si ces autres investissements étaient pertinents, les projets d'électricité de TransCanada sont exposés à un plus grand risque que ne l'est le réseau principal. L'ACPP a affirmé que les risques de projets d'électricité, relevés par TransCanada dans son rapport annuel, sont la disponibilité des centrales, les fluctuations des prix sur le marché, le risque de réglementation lié à la restructuration du secteur de l'électricité, le risque lié aux conditions atmosphériques et les risques liés à la capacité non réservée par contrat. L'ACPP a fait remarquer en outre que les entreprises d'électricité ne jouissent pas du même pacte réglementaire que le réseau principal. Coral a fait observer qu'aucune preuve dans le dossier ne permettait d'affirmer que ces entreprises sont exposées à un risque comparable.

L'ACPP a soutenu que TransCanada avait avancé cette information surtout pour appuyer un taux de rendement du capital-actions plus élevé, qui n'était pas une question visée à l'instance, plutôt que pour traiter de la structure du capital.

Coral et l'ACPP ont toutes deux souligné que l'échantillon d'investissements était sélectif. Coral a soulevé des préoccupations au sujet du manque de renseignements sur les bénéfices, soit le rendement à la valeur comptable du capital-actions, les structures du capital et le coût de la dette.

Coral a prétendu que les renseignements fournis étaient principalement constitués des bénéfices prévisionnels tels qu'établis par le propriétaire. L'ACPP s'est également dite inquiète du fait que les données n'étaient pas exhaustives en raison du besoin de respecter le caractère confidentiel de l'information.

Coral a prétendu qu'il ne convient pas de comparer le rendement qui serait approprié pour des sociétés réglementées à celui qui le serait pour le réseau principal parce que ce serait simplement répéter la même idée sous une autre forme. En effet, l'Office rendrait lors sa décision concernant le réseau principal en s'appuyant sur celles d'autres régies. Coral a soutenu que les renseignements de TransCanada sur les investissements comparables ne sont en fait qu'une version différente de l'essai des bénéfices comparables, mais qui n'a pas la même rigueur que cette dernière. Elle a relevé l'affirmation de TransCanada selon laquelle les analyses de la prime de capital-risque et des flux monétaires actualisés sont des démarches fondées sur le marché, en ce sens que le cours des action réagit selon que les taux de rendement autorisés sont trop hauts ou trop bas. En conséquence, la question de redondance n'est pas préoccupante si ces deux démarches sont utilisées. Toutefois, lorsque les rendements s'appuient sur la valeur comptable, comme c'est le cas pour l'information soumise par TransCanada, la redondance demeure entière.

En dernier lieu, tant l'ACPP que l'Ontario ont fait valoir que les cadres de réglementation du Canada et des États-Unis sont considérablement différents l'un de l'autre et que, par conséquent, toute comparaison avec des pipelines américains est inappropriée.

5.2.4 Opinion de l'Office

Comparaisons avec Alliance, M&NP, Enbridge et Westcoast

L'Office estime que les comparaisons avec le rendement de pipelines exposés à un risque semblable peuvent se révéler utiles, pourvu que les situations redondantes soient prises en compte et que les comparaisons tiennent compte de la dissimilitude des circonstances.

Comme les rendements d'Alliance, de M&NP, d'Enbridge et de Westcoast n'ont pas découlé de décisions réglementaires rendues à la suite d'audiences contestées portant sur le coût du capital, l'Office estime qu'il est possible de les examiner sans que la question de redondance fasse problème.

En ce qui concerne la dissimilitude des circonstances, l'Office constate que les rendements de certains de ces pipelines ont été établis à une époque où le coût du capital était supérieur à ce qu'il est aujourd'hui. De plus, deux de ces pipelines, Alliance et M&NP, ont bloqué leur taux de rendement pour plusieurs années. Un rendement plus élevé peut se révéler nécessaire lorsqu'il faut assumer le risque liée au blocage du montant ou du taux de rendement sur une période prolongée. C'est ce que TransCanada a reconnu en soutenant qu'un RCA plus élevé serait requis pour bloquer un taux de rendement pour quinze ans plutôt que cinq ans.

Pour que les comparaisons soient pertinentes, il est justifié de rajuster le rendement de ces pipelines pour refléter la dissimilitude des circonstances.

L'Office ne se rallie pas à la proposition de TransCanada selon laquelle Enbridge est exposée à un risque semblable à celui du réseau principal. L'Office fait remarquer qu'il a toujours considéré les oléoducs comme des entreprises plus risquées que les gazoducs, les oléoducs étant des transporteurs publics s'appuyant uniquement sur des commandes au mois, et dont l'exploitation est complexe en raison de la multiplicité de produits transportés. Rien dans la preuve présentée par TransCanada ne permet de conclure que le nouvel environnement dans lequel le réseau principal évolue a réduit ou éliminé ces différences de risque commercial. De plus, même si ces pipelines étaient exposés à un risque comparable, l'Office fait remarquer que les paramètres financiers d'Enbridge ont été déterminés par voie de négociation au cours de la dernière décennie, et qu'ils reflètent l'ensemble des modalités dont il a été convenu pour un oléoduc lorsque ces règlements ont été négociés, et non le coût du capital d'un gazoduc en 2004. L'Office n'a aucunement tenu compte de la comparaison avec Enbridge.

L'Office est d'avis que le risque auquel Westcoast est exposé, s'il est semblable, n'est pas nécessairement identique à celui du réseau principal, et que le ratio du capital-actions dont il a été convenu récemment reflète les conditions actuelles. L'Office souligne toutefois que le ratio du capital-actions de Westcoast résulte d'un règlement négocié où il est précisé qu'aucun point de l'entente ne doit être considéré comme acceptable par Westcoast ou l'une quelconque des parties prenantes s'il est envisagé séparément de tous les autres points. Le ratio du capital-actions accepté par Westcoast démontre néanmoins que le ratio actuel du capital-actions du réseau principal n'est pas considérablement sous-estimé.

L'Office ne souscrit pas à la preuve de TransCanada selon laquelle le réseau principal est exposé à plus de risques commerciaux que M&NP. Il fait observer que les contrats peuvent atténuer les risques, mais ne peuvent les éliminer, et que les arrangements de soutien viendront à échéance dans 15 ans environ. En outre, l'Office est d'avis que TransCanada n'a pas examiné comme il se doit les circonstances particulières de M&NP. Dans sa décision GH-6-96[48], l'Office a conclu que l'on pouvait affirmer que les risques d'entreprise de M&NP se comparent à ceux des autres compagnies du groupe 1, mais que les circonstances auxquelles fait face M&NP sont notablement différentes. L'Office a fait observer dans sa décision que le projet M&NP était complètement nouveau, que ses seules sources de gaz étaient des champs nouveaux et non éprouvés, qu'il desservirait un marché inconnu au Canada et qu'il faisait face à une concurrence importante pour

48 Office national de l'énergie, Motifs de décision GH-6-96, Projet énergétique extracôtier de l'île de Sable et projet de gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline, décembre 1997, page 15.

son marché d'ancrage dans le Nord-Est des États-Unis. Le taux de rendement de M&NP reflète ces circonstances différentes. De plus, toute comparaison avec M&NP doit tenir compte du gel du rendement de cette dernière pour plusieurs années. En ce qui a trait à la déclaration de TransCanada selon laquelle le risque de réglementation de M&NP est plus faible parce que son exploitation est régie par un règlement pluriannuel, l'Office rejette l'affirmation voulant que l'existence d'un tel règlement ait une incidence mesurable sur le risque de réglementation.

L'Office convient que le niveau de risque auquel Alliance fait face est suffisamment semblable à celui du réseau principal pour qu'il soit pertinent d'établir des comparaisons. En établissant ces comparaisons toutefois, un rajustement du rendement d'Alliance pour tenir compte des circonstances différentes est certainement valable, notamment, avant d'établir la comparaison avec le réseau principal, pour refléter la différence de risque-récompense entre les deux pipelines et les circonstances relatives au coût du capital qui avaient cours lorsque le rendement d'Alliance a été établi. Contrairement au réseau principal, Alliance a assumé le risque du coût de construction, bloqué son rendement pour une longue période et assumé un risque de capacité. En revanche, les contrats à long terme conclus par Alliance tendent à atténuer, en partie, ces risques supplémentaires. La comparaison avec le rendement d'Alliance doit tenir compte des circonstances différentes, y compris le risque du coût de construction, que ce risque ait pu être atténué ou non, et des circonstances différentes au titre du coût du capital et des taux d'intérêt qui avaient cours au moment où le rendement a été établi.

En résumé, l'Office estime que les comparaisons entre le réseau principal et Alliance, M&NP et Westcoast sont instructives et utiles sur le plan qualitatif; cependant, les circonstances différentes dans lesquels ces pipelines évoluent font en sorte qu'il est difficile de compter sur ces comparaisons pour déterminer définitivement un ratio du capital-actions pour le réseau principal.

Analyse des risques commerciaux relatifs

L'Office admet que TransCanada a tenté de résoudre, par voie de son analyse des risques commerciaux relatifs, les préoccupations exprimées par l'Office dans ses Motifs de décision RH-4-2001 au sujet de la valeur des comparaisons entre pipelines. L'Office juge que le cadre de l'analyse des risques commerciaux relatifs produite par TransCanada est transparent et systématique. Il permet d'orienter le débat sur l'essentiel et résume de manière pratique l'opinion de TransCanada, en plus d'être un mécanisme utile pour mettre à l'épreuve la sensibilité de diverses hypothèses.

Tout en estimant que ce cadre est utile, l'Office réfute certaines des hypothèses qui sous-tendent cette analyse, y compris les coefficients de

pondération attribués aux différentes catégories, le classement des pipelines, les pipelines inclus dans l'analyse et les taux de rendement utilisés par TransCanada. Pour ce qui concerne la question des coefficients de pondération des facteurs à court terme par rapport aux facteurs à long terme, l'Office rejette l'implication découlant de l'analyse de TransCanada selon laquelle les facteurs qui ont un effet d'accroissement de la variabilité des bénéfices à court terme représentent peu ou point de risque à long terme. L'Office constate que les résultats de l'analyse sont très vulnérables aux hypothèses visant les coefficients de pondération relatifs et le classement en fonction des risques.

Eu égard aux comparaisons avec les pipelines des États-Unis, l'Office est d'avis que ces sociétés sont des entreprises différentes qui oeuvrent dans un contexte réglementaire, politique et financier distinct. Ces différences limitent la validité des comparaisons directes entre les rendements des pipelines canadiens et ceux des pipelines américains. L'Office souligne que les pipelines des États-Unis sont exposés à des risques auxquels les pipelines canadiens ne font pas face, y compris le risque de sous-utilisation, les risques de dépassements des coûts de construction et les risques liés aux droits négociés ou faisant l'objet de rabais. La preuve de l'ACPP au sujet de la variabilité des bénéfices dans les deux pays (voir la figure 5-1) fait foi des différences entre les régimes de réglementation des deux pays.

TransCanada a reconnu que les risques des pipelines américains ne sont pas les mêmes que celui du réseau principal, mais elle a soutenu que cette différence ne justifiait pas l'ampleur de l'écart entre les rendements autorisés et les rendements réalisés. L'analyse des risques commerciaux relatifs de TransCanada offre un cadre de comparaison des divers pipelines, mais elle ne prend pas en compte adéquatement les différences de risque entre les pipelines des États-Unis et les pipelines du Canada. En conséquence, l'Office a accordé peu d'importance à la preuve sur le rendement des pipelines des États-Unis.

L'Office constate que le classement des différents pipelines établi par TransCanada a été influencé par sa propre opinion sur le réseau principal, qu'elle considère comme le pipeline complémentaire, point de vue que l'Office n'a pas jugé convaincant, tel qu'il a été expliqué au chapitre 4.

L'Office entretenait également de fortes préoccupations au sujet de la subjectivité et de la fiabilité du classement de l'ACPP à propos du risque de divers pipelines. Dans l'ensemble, l'Office a considéré que l'analyse des risques relatifs de TransCanada et celle de l'ACPP avaient peu de valeur probante, mais qu'elles ont été utiles à l'examen de la preuve et des positions des parties.

Investissements comparables accessibles à TransCanada

L'Office convient avec les intervenants que les renseignements sur les bénéfices du groupe de pipelines et d'entreprises d'électricité sélectionné par TransCanada pour les besoins de comparaison n'ont pas d'utilité pour l'évaluation du coût du capital du réseau principal. L'Office est toutefois conscient de l'affirmation de TransCanada selon laquelle ces renseignements ont été fournis non pour estimer le coût du capital, mais pour démontrer que TransCanada pourrait investir dans d'autres entreprises dont elle considère le risque comme comparable.

L'Office constate que les agences de cotation des titres et les analystes en valeurs mobilières considèrent le secteur de l'électricité comme plus risqué que le réseau principal, ce que des témoins de TransCanada ont d'ailleurs reconnu. L'Office ne croit pas que les projets d'électricité proposés par TransCanada en tant que possibilités d'investissement soient de risque comparable à celui du réseau principal, même si ces projets pourraient être de moindre risque que le groupe d'investissements de TransCanada dans le secteur de l'électricité ou les investissements dans ce secteur en général. À cet égard, l'Office trouve notable que, contrairement au réseau principal, les projets d'électricité sélectionnés par TransCanada ne sont pas assujettis à un pacte réglementaire qui influe sur le cadre risque-récompense d'un investissement. De plus, peu ou point de renseignements ont été présentés concernant le financement des projets d'électricité. En conséquence, l'Office juge peu probants les renseignements sur les investissements dans le secteur de l'électricité fournis par TransCanada.

Conclusion - Autres investissements comparables

Dans l'ensemble, les comparaisons avec les pipelines canadiens, l'analyse des risques commerciaux relatifs et la preuve se rapportant aux investissements de rechange accessibles à TransCanada donnent à penser que le ratio actuel du capital-actions du réseau principal n'est pas considérablement minoré.

Chapitre 6

Intégrité financière et effet d'attraction de capitaux

Position de TransCanada

TransCanada a souligné que la loi oblige l'Office à déterminer un rendement qui est équitable à l'endroit des investisseurs de capitaux propres dans le réseau principal et qui lui permette de soutenir la concurrence pour lever les capitaux nécessaires au financement des besoins prévus et potentiels du réseau.

TransCanada a soutenu que l'approbation d'un rendement global du capital (CMPCAI) de 6,3 % (fondé sur un ratio présumé du capital-actions de 40 %, un RCA de 9,56 % et un coût de la dette après impôt de 4,14 %) raffermirait l'intégrité financière du réseau principal et rehausserait par le fait même son aptitude à attirer des capitaux à titre d'entité autonome. Elle a exprimé l'avis que le rendement du capital actuellement autorisé pour le réseau principal ne satisfait pas au critère d'intégrité financière. Elle a prétendu que, à l'heure actuelle, le réseau principal est en mesure d'attirer des capitaux, mais uniquement pour soutenir la valeur à long terme de l'actif (par exemple, pour investir du capital d'entretien). À cet égard, TransCanada s'est engagée à investir les fonds nécessaires pour maintenir les normes de sécurité et de sûreté du réseau principal au moins aux niveaux actuels. Elle a laissé entendre, par ailleurs, que les capitaux que le réseau principal réussirait à attirer à titre d'entité autonome seraient plus coûteux et offerts à des conditions plus rigides que ceux qu'obtiendrait TransCanada.

TransCanada estimait que les dépenses en immobilisations du réseau principal allaient s'élever à 44 millions de dollars en 2004, mais elle a déclaré que la capacité du réseau principal d'accéder aux marchés de capitaux à court terme n'est pas la question à débattre en l'occurrence. Elle a souligné que l'aptitude du réseau principal à lever des capitaux à l'avenir dépendra des rendements offerts aux investisseurs de capitaux propres ainsi que de la stabilité financière et de la solvabilité qu'elle pourra montrer aux investisseurs à revenu fixe. Elle a également souligné l'importance des marchés de capitaux américains, affirmant qu'elle y voyait une source primordiale de capital pour ses investissements futurs.

Selon TransCanada, les cotes de solvabilité donnent aux fournisseurs, aux clients et aux investisseurs une indication de la stabilité financière d'une société. Elle a indiqué que c'est un des facteurs critiques qui déterminent la facilité avec laquelle une société peut avoir accès aux marchés de capitaux, et que la cote de solvabilité et la liquidité sont passées au premier plan des éléments dont se préoccupent les investisseurs.

TransCanada a indiqué que le Moody's Investors Service (Moody's) lui accorde la cote A2/stable, le Dominion Bond Rating Service (DBRS) la cote Tendance A stable, et la Standard and Poor's (S&P) la cote A- avec perspective négative. Elle a souligné que les agences d'évaluation du crédit manifestent un souci croissant au sujet des faibles profils financiers des services publics du Canada et que plusieurs révisions à la baisse effectuées au cours des trois dernières années témoignent de cette préoccupation.

TransCanada a déclaré que si les organismes de réglementation ne réagissent pas aux changements engendrés par le contexte de concurrence et les réalités du marché, les services publics canadiens continueront de voir s'éroder leur solvabilité et s'amenuiser leur marge de manoeuvre financière. Elle a soutenu que cette érosion de sa solvabilité entraînerait une baisse de sa cote, à moins que l'Office n'augmente le ratio présumé du capital-actions ordinaire du réseau principal.

TransCanada a exprimé l'avis qu'il faut accroître le rendement du capital du réseau principal, en relevant le ratio du capital-actions ordinaire, pour assurer au réseau principal une protection adéquate sur le plan des intérêts et de la trésorerie. Elle a mentionné que S&P, et peut-être Moody's, se fie maintenant davantage à d'autres ratios, mais a soutenu qu'un ratio de couverture des intérêts de 2,0 serait insuffisant pour permettre au réseau principal de maintenir une cote A.

TransCanada a indiqué que S&P utilise trois principaux ratios repères globaux pour les services publics, à savoir : le ratio de couverture FPE-intérêts, le ratio FPE-dette totale et le ratio dette-capitaux propres. Elle a soutenu, toutefois, que S&P a pour politique avouée d'accorder plus d'importance aux deux ratios liés aux FPE qu'au ratio de la dette aux capitaux propres. Le tableau 6-1 présente les divers ratios financiers du réseau principal pour la période de 1999 à 2003, notamment le ratio FPE-dette totale, le ratio de couverture FPE-intérêts et le ratio de couverture des intérêts, ainsi que les ratios correspondants que produiraient en 2004 différents niveaux de capital-actions ordinaire.

Le niveau cible de chaque ratio varie en fonction du niveau de la cote (p. ex. A ou BBB) et selon la cote de profil commercial, laquelle reflète divers niveaux de risque à l'intérieur d'une cote d'un niveau donné. TransCanada a expliqué que S&P attribue une cote de profil commercial, selon une échelle de 1 (risque le moins élevé) à 10 (risque le plus élevé), à chacune des sociétés qu'elle évalue dans les secteurs de l'électricité et des services publics. Elle a indiqué que sa cote de profil commercial consolidé correspond à 3, et a laissé entendre que son entreprise d'électricité, en tant qu'entité autonome, aurait une cote autour de 6. TransCanada a admis que les agences d'évaluation du crédit et les analystes des capitaux propres perçoivent son entreprise d'électricité comme une entité comportant plus de risques que le réseau principal réglementé. De plus, elle a produit des éléments de preuve indiquant que S&P s'attend à ce que TransCanada, sur une base consolidée, conserve un ratio FPE-dette totale d'au moins 14 % et un ratio de couverture FPE-intérêts égal à 2,6. Le tableau 6-2 présente les ratios repères de S&P qui se rapportent à la cote de profil commercial probable du réseau principal.

TransCanada a déclaré qu'elle tient à conserver une cote de solvabilité A, exprimant l'avis qu'une révision à la baisse de sa cote, à BBB, nuirait à sa capacité de lever des fonds sur les marchés de capitaux. Elle a soutenu que ses coûts d'emprunt marginaux augmenteraient, et que la valeur de sa dette impayée diminuerait, tout comme les montants et la durée à l'échéance des emprunts qu'elle pourrait contracter. Elle a souligné que ces effets seraient exacerbés par le fait que plusieurs grands investisseurs institutionnels seraient obligés de vendre leurs avoirs en titres de créance, car ils se retrouveraient avec un excédent considérable de titres cotés BBB. Elle a précisé qu'au Canada, les investisseurs institutionnels suivent des directives d'investissement qui, entre autres exigences, limitent la quantité de titres de créance de type BBB qu'ils peuvent détenir.

Tableau 6-1
Sommaire des ratios financiers du réseau principal

Ratios historiques du réseau principal

Année	1999	2000	2001	2002	2003
Ratio FPE-dette totale[1] (%)	8,9	9,3	9,9	10,8	12,3
Ratio de couverture FPE-intérêts (nombre de fois)	1,99	2,06	2,13	2,21	2,40
Ratio de couverture des intérêts[2] (nombre de fois)	1,54	1,67	1,71	1,86	1,91

Ratios du réseau principal en 2004 pour différents ratios du capital-actions

Ratio du capital-actions (%)	33	34	35	36	37	38	39	40
Ratio FPE-dette totale[1] (%)	12,2	12,5	12,9	13,2	13,6	14,0	14,3	14,7
Ratio de couverture FPE-intérêts (nombre de fois)	2,45	2,48	2,50	2,52	2,54	2,55	2,57	2,59
Ratio de couverture des intérêts sans rachat (nombre de fois)[3]	1,94	n.d.[5]	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Ratio de couverture des intérêts avec rachat (nombre de fois)[4]	1,93	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	2,20

1 Les ratios FPE-dette totale du réseau principal, en 2004, selon différents ratios du capital-actions, correspondent au quotient du montant approprié des FPE (fourni par TransCanada en réponse à la demande de renseignements 4.1(b) de l'ONÉ) par le résultat de la soustraction du ratio du capital-actions de la valeur 1, multiplié par le montant des capitaux permanents du réseau principal, soit 8 274 millions de dollars au 30 juin 2004, tel que déclaré par TransCanada dans sa réponse à la demande de renseignements 1.4 de l'ONÉ.

2 Les ratios de couverture des intérêts du réseau principal pour les années 1999 à 2003 ont été calculés en divisant les bénéfices avant intérêts et impôts (tels qu'indiqués par TransCanada dans sa réponse à la demande de renseignements 1.35(b) de l'ONÉ) par les frais d'intérêt appropriés (y compris l'intérêt sur les DSRI), indiqués dans sa réponse à la demande de renseignements 2.3(a) de l'ONÉ dans sa version mise à jour.

3 Suppose le rachat des DSRI à 8,75 % et des débentures à 8,50 %, tel que déclaré par TransCanada dans sa réponse à la demande de renseignements 2.2(f) de l'ONÉ.

4 Ne suppose pas le rachat des DSRI à 8,75 % et des débentures à 8,50 %, tel que déclaré par TransCanada dans sa réponse à la demande de renseignements 2.2(f) de l'ONÉ.

5 Non disponible.

Tableau 6-2
Ratios repères de S&P pour des sociétés cotées A en 2004

	Cote de profil commercial	
	2	3
Ratio FPE-dette totale (%)	12,0 – 20,0	15,0 – 25,0
Ratio de couverture FPE-intérêts (nombre de fois)	2,0 – 3,0	2,5 – 3,5

TransCanada a soutenu que l'Office réglemente le réseau principal suivant le principe de l'autonomie, qui l'oblige à traiter le réseau principal comme une entité distincte et séparée de TransCanada. Elle a reconnu, cependant, que l'Office peut et doit tenir compte de la preuve pertinente au sujet de TransCanada et de ses mesures de solvabilité pour parvenir à ses décisions en l'espèce.

Selon TransCanada, la cote de solvabilité du réseau principal reflète un interfinancement au niveau de l'entreprise consolidée. À l'appui de cette assertion, elle a mentionné un rapport de S&P selon lequel le rendement financier et le profil commercial des pipelines que TransCanada exploite au Canada correspondent plutôt à une cote de catégorie BBB+, alors que le profil financier consolidé équivaut à la cote A-. Elle a soutenu également que des évaluations faites par Moody's et le DBRS viennent corroborer sa position selon laquelle la structure du capital actuelle du réseau principal ne soutient pas adéquatement l'intégrité financière de l'entité autonome.

Pour étayer sa prétention que le réseau principal bénéficie d'un interfinancement par l'entité consolidée, TransCanada a affirmé que la tendance des cinq dernières années a consisté à se rapprocher d'une proportion de 40 % de capital-actions ordinaire dans la structure du capital de l'entité consolidée. Elle a souligné que ses entreprises non réglementées ont moins recours à l'emprunt que ses entreprises réglementées, et que ce sont les entreprises non réglementées qui permettent à l'entité consolidée de conserver sa cote A-.

Positions des intervenants

L'ACPP a exprimé la position qu'il ne s'était produit aucun changement notable dans le risque commercial ou du point de vue de l'intégrité financière du réseau principal qui puisse justifier un relèvement de la composante du capital dans sa structure présumée du capital. Elle a souligné que l'augmentation du taux d'amortissement autorisée suivant la décision RH-1-2002 a permis d'accroître les flux de trésorerie du réseau principal et de raffermir son intégrité financière.

L'ACPP a soutenu que le réseau principal jouit d'autant de flexibilité financière aujourd'hui - sinon plus - qu'à l'époque de la décision RH-4-2001 et qu'il n'y a pas lieu de modifier sa structure du capital dans le but de lui faciliter l'accès aux capitaux, d'autant plus que sa base tarifaire diminue. L'ACPP a affirmé que les conditions générales qui prévalent sur le marché des obligations indiquent que les écarts de rendement des titres de créance des sociétés se sont resserrés par rapport à 2001, de sorte que les entreprises de service public peuvent plus facilement aller sur les marchés de l'emprunt.

L'ACPP a laissé entendre que la réévaluation la plus spectaculaire des normes de solvabilité est survenue après que S&P eut harmonisé les barèmes d'évaluation du crédit au Canada et aux États-Unis à la suite de son acquisition du Canadian Bond Rating Service. L'ACPP a précisé que, dans la foulée de cette harmonisation, S&P a adopté une approche quantitative et a appliqué au Canada des ratios et des jugements standards venant des États-Unis en faisant peu de rajustements d'ordre qualitatif pour tenir compte des différences dans le milieu institutionnel.

L'ACPP a exprimé l'avis que le RCA et le ratio du capital-actions ordinaire actuellement autorisés pour le réseau principal confèrent à ses obligations une bonne qualité de crédit et qu'un

ratio approprié de capital-actions ordinaire en est un qui, conjugué au RCA autorisé, permet à la société pipelinière de maintenir sa solvabilité et d'attirer des capitaux. Elle a fait remarquer que maintenir la solvabilité n'est pas synonyme de conserver une cote de solvabilité particulière et que, inversement, il n'est pas nécessaire d'aspirer à une cote de solvabilité particulière. Par ailleurs, elle a laissé entendre qu'il faudrait que plus d'une agence d'évaluation abaisse la cote de TransCanada à la catégorie B pour déclencher la vente de ses actions par les investisseurs institutionnels.

L'ACPP a indiqué que la prétention que les entreprises non réglementées de TransCanada subventionnent la structure du capital du réseau principal ne s'appuie sur aucune preuve. Elle a souligné que la structure du capital d'une société peut être vue de diverses manières et que le ratio du capital-actions ordinaire de l'entreprise consolidée est demeuré relativement stable, soit autour de 35 %, au cours de la période allant de 2001 à 2003. L'ACPP a noté que le ratio présumé de 33 % établi pour le réseau principal concorde assez bien avec celui de l'entreprise consolidée.

Eu égard à la prétention de TransCanada selon laquelle la proportion de capital-actions de la structure du capital de l'entité consolidée se rapproche de 40 %, l'ACPP a fait observer qu'immédiatement avant que TransCanada fasse l'acquisition de GTN, le bilan consolidé comprenait plus d'un milliard de dollars d'encaisse et TransCanada avait déclaré un ratio du capital-actions ordinaire de 39,1 % pour l'entité consolidée. Selon l'ACPP, cette hausse du ratio du capital-actions était seulement temporaire et avait pour but de permettre à TransCanada d'accumuler des fonds pour financer l'acquisition de GTN. Le 1er novembre 2004, TransCanada a conclu la transaction d'acquisition de GTN, financée par un mélange de liquidités et de prise en charge de dette, ce qui a donné lieu à un ratio consolidé du capital-actions ordinaire de 34,8 %, sur une base pro forma. Ce ratio se compare avec ceux que TransCanada a enregistrés depuis 2001.

L'ACPP s'est reportée à la décision RH-2-94, dans laquelle l'Office avait déclaré qu'il n'était pas persuadé qu'une preuve indiquant qu'un ratio consolidé est différent du ratio présumé dénotait nécessairement l'existence d'un interfinancement des activités et que la question primordiale était celle de savoir s'il y avait un impact sur les coûts de la dette.

L'Ontario a souligné que l'intégrité financière du réseau principal demeure solide et lui permet d'attirer des capitaux s'il en a besoin. À son avis, la demande de TransCanada s'appuie excessivement sur les rapports d'agences d'évaluation du crédit, notamment S&P. L'Ontario a fait remarquer que la cote de solvabilité de TransCanada n'avait pas été rabaissée en 2004, ajoutant qu'il n'y avait aucune indication que la société courait le risque d'une révision à la baisse par S&P, le DBRS ou Moody's.

Coral a soutenu, pour sa part, qu'il y a peu de différence entre la structure du capital des entreprises non réglementées de TransCanada, celle de ses pipelines réglementés au Canada et celle de l'entité consolidée.

Opinion de l'Office

L'Office estime que l'intégrité financière du réseau principal s'est raffermie progressivement au cours des cinq dernières années, grâce en partie au relèvement des taux d'amortissement et du ratio du capital-actions ordinaire. Le tableau 6-1 permet de constater que, de 1999 à 2003, les principaux ratios financiers du réseau principal n'ont cessé de s'améliorer. Selon l'Office, ces ratios financiers sont une indication que le réseau principal est en mesure de respecter ses engagements financiers actuels et futurs.

Bien que l'Office doive réglementer le réseau principal comme une entité autonome, il n'en reste pas moins que le réseau principal accède aux marchés de capitaux par l'intermédiaire de sa société mère. Par conséquent, les cotes de solvabilité de TransCanada ont une incidence sur le réseau principal. L'Office remarque que, même si les trois agences d'évaluation du crédit (DBRS, S&P et Moody's) ont des opinions légèrement différentes au sujet de l'intégrité financière de TransCanada, le message de base qui se dégage de leurs évaluations est que, en raison du caractère évolutif de leur domaine d'activité, les pipelines canadiens réglementés de TransCanada, y compris le réseau principal, devraient réduire leur niveau de risque financier. L'Office note également le commentaire qui a paru dans un rapport de S&P en 2004, selon lequel le rendement financier et le profil commercial des gazoducs canadiens de TransCanada correspondent davantage à une cote BBB+.

L'Office ne pense pas qu'il soit approprié de fixer un objectif précis quant à la cote de solvabilité. Cependant, il admet que si les agences d'évaluation du crédit devaient rabaisser la cote de TransCanada à une cote inférieure à celle que les investisseurs institutionnels canadiens exigent pour la majorité des titres de leurs portefeuilles, cela pourrait avoir pour effet d'augmenter le coût de la dette et des capitaux propres du réseau principal, en plus de limiter le nombre d'investisseurs qui peuvent détenir des titres de TransCanada. La diminution de la base tarifaire du réseau principal et l'effet correspondant sur le potentiel de générer des produits pourraient rendre la préservation d'une cote élevée de plus en plus difficile, mais l'Office estime qu'il est prudent de viser le maintien d'une position financière solide pour le réseau principal.

L'Office n'est pas convaincu que le réseau principal est subventionné par les entreprises non réglementées de TransCanada. Il reconnaît qu'il existe plusieurs méthodes comptables acceptables de présenter et de comparer la structure du capital consolidée et celle du réseau principal. Toutefois, quand il s'agit d'établir l'existence d'un interfinancement, l'Office juge qu'il est plus approprié d'examiner une structure du capital consolidée qui exclut les liquidités destinées au financement des acquisitions de grande envergure et inclut la dette sans recours des coentreprises. L'Office sait

que TransCanada a pour objectif de rapprocher le ratio du capital-actions de l'entité consolidée d'un taux de 40 % , mais il estime que le réseau principal est un pipeline à faible risque et qu'il n'y a pas lieu de lui donner une capitalisation semblable à celle de l'entreprise consolidée. TransCanada s'est diversifiée dans des activités qui comportent un plus haut niveau de risque que ses opérations pipelinières, et la structure du capital consolidée devrait refléter le niveau de risque des activités consolidées, pas seulement celui du réseau principal.

Bien que les ratios financiers clés indiquent que l'intégrité financière du réseau principal s'est accrue durant les cinq dernières années, étant donné la perception que les marchés ont du risque commercial prospectif du réseau principal, il est justifié de réduire le risque financier, par le relèvement du ratio du capital-actions ordinaire, afin de garantir que le réseau principal préserve son intégrité financière et sa capacité d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables.

Chapitre 7

Structure du capital

Pour les raisons dont un résumé est présenté dans les chapitres précédents, TransCanada a sollicité l'approbation d'un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % pour le réseau principal, tandis que tous les intervenants actifs ont exprimé l'opinion que le ratio du capital-actions du réseau principal doit demeurer inchangé, soit 33 %.

Opinion de l'Office

Comme l'a reconnu TransCanada dans sa plaidoirie finale, l'établissement d'un rendement équitable n'est pas une science exacte. Bien que la loi soit claire en ce qui concerne les normes que l'Office doit observer pour établir un rendement équitable (voir le chapitre 2), la valeur probante que l'on doit accorder à un élément de preuve est une question de jugement, tel qu'énoncé par la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *TransCanada c. ONÉ*[49].

Dans les présents Motifs, l'Office a exprimé son opinion eu égard aux principaux éléments de preuve et arguments présentés par TransCanada et les intervenants. Sauf dans les situations où l'Office a indiqué qu'il n'accordait aucune valeur probante à un élément donné, l'Office estime que toute la preuve présentée était pertinente et utile. En fait, pour les cas où l'Office a déclaré qu'il accordait une valeur probante limitée à un élément, cela n'indique pas que la valeur de l'élément en question était douteuse, mais bien que dans cette instance, aucun élément de la preuve pris individuellement n'a été déterminant dans la décision de l'Office. L'Office a plutôt fondé son jugement sur l'ensemble de la preuve, c'est-à-dire l'effet global de plusieurs facteurs, même s'il a accordé une valeur probante restreinte à de nombreux éléments de cette preuve.

Après examen de la preuve globale présentée, l'Office est d'avis qu'une structure du capital constituée d'un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 36 % et d'une dette de 64 % est celle qui convient le plus au réseau principal. Selon l'Office, le ratio du capital-actions de 36 % tient compte de l'accroissement du risque commercial auquel le réseau principal est exposé.

Pour en arriver à cette décision, l'Office a considéré de manière explicite les normes énoncées au chapitre 2 des présents Motifs, où il a été démontré que c'est le rendement global sur le capital investi du réseau

49 *TransCanada c. ONÉ*, précité, note 8, paragr. 32

principal, qui se compose de la structure du capital du réseau, du RCA et du coût de la dette (énoncé à la section 8.1), qui doit être examiné dans le contexte de ces normes. Lorsqu'il examine le coût du capital du réseau principal, l'Office est d'avis que puisque c'est le coût réel et non le coût de marché de la dette qui est recouvré à même les droits du réseau principal, l'établissement d'un rendement total du capital-actions à un niveau équitable est le critère prépondérant, en l'espèce, dans la détermination d'un rendement équitable sur les capitaux investis.

L'Office estime que le rendement global du capital-actions et le rendement global des capitaux investis découlant des décisions rendues dans le cadre de la présente audience feront en sorte que les rendements du réseau principal répondent au critère des investissements comparables. Les rendements seront analogues à ceux des pipelines canadiens dont le risque est jugé comparable. L'Office estime en outre que le profil risque-récompense du réseau principal ne sera alors pas en contradiction avec celui d'investissements comparables présentés au cours de l'audience.

L'Office estime également qu'un ratio du capital-actions ordinaire de 36 % et le rendement global des capitaux investis qui en découlera répondront aux critères d'intégrité financière et d'effet d'attraction de capitaux. Compte tenu de l'évaluation du risque commercial faite par l'Office, les ratios financiers du réseau principal refléteront une cote de solvabilité élevée pour une entreprise de service public à faible risque. Forts de ces paramètres financiers, le réseau principal continuera de préserver, voire d'améliorer, son intégrité financière et sa capacité d'attraction de capitaux à des conditions raisonnables. De l'avis de l'Office, le niveau de risque financier qui en résultera pour le réseau principal sera en rapport avec son niveau de risque commercial.

Décision

L'Office approuve pour le réseau principal une augmentation du ratio du capital-actions ordinaire, lequel passe de 33 à 36 %.

L'Office approuve une proportion de dette de 64 % dans la structure du capital du réseau principal.

Chapitre 8

Autres questions

8.1 Coût de la dette

Les besoins en produits que TransCanada a prévus dans sa demande pour 2004 sont établis en fonction d'un coût moyen de la dette de 8,73 %. Le montant et le coût moyen prévus de la dette autorisée émise reflétaient le rachat projeté des débentures à 8,50 % et des DSRI à 8,25 %, lequel devait avoir lieu en juillet 2004.

TransCanada avait d'abord demandé que l'Office se prononce sur la raisonnabilité du coût réel de la dette affectée au réseau principal, mais elle a retiré cette requête dans sa preuve en date du 29 juillet 2004. La société n'a pas racheté les DSRI à 8,25 % en 2004. Le rachat des débentures à 8,50 % a été effectué, mais seulement le 1er novembre 2004. Néanmoins, TransCanada a prié l'Office, dans la preuve déposée en juillet, d'approuver le coût moyen de la dette qu'elle avait prévu à l'origine, à savoir 8,73 %, ce qui revenait à solliciter l'approbation d'un coût de la dette qui est en partie un coût présumé, plutôt que le coût engagé réel de la dette affectée au réseau principal.

Tel que l'exigeait la décision RH-4-2001, TransCanada a estimé que le coût du surplus de dette était égal au coût moyen de la dette autorisée émise du réseau principal, laquelle est constituée d'obligations de première hypothèque sur le pipeline, de débentures, de billets à moyen terme et de DSRI.

Pour ce qui concerne la dette autorisée non émise, TransCanada a sollicité l'approbation d'un taux de coût de 3,11 %. En janvier 2005, elle a indiqué que le coût réel de financement à court terme pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2004 avait été de 2,49 %.

Opinion de l'Office

L'Office estime que le coût de la dette à inclure dans les besoins en produits pour 2004 du réseau principal devrait traduire le coût réel engagé pour financer le niveau de dette présumée du réseau principal.

La dette que TransCanada affecte au réseau principal et qui fait partie de la dette autorisée émise du réseau principal est constituée d'obligations de première hypothèque sur le pipeline, de débentures, de billets à moyen terme et de DSRI. L'Office constate que le coût de la dette autorisée émise dont TransCanada demande l'approbation ne correspond pas au coût réel de la dette étant donné qu'il suppose un rachat de titres de créance qui n'a pas eu lieu et un autre rachat de titres qui est survenu à une date autre que celle qui était prévue. Le coût de la dette autorisée émise du réseau principal en 2004 devrait traduire le non-rachat des DSRI à 8,25 % en

2004 et la date réelle de rachat des débentures à 8,50 %. Dans le cadre de son dépôt de droits conformes, TransCanada devrait présenter des barèmes révisés reflétant ces deux changements.

L'Office fait observer que, à l'occasion, la dette autorisée émise du réseau principal dépassera vraisemblablement la composante de dette présumée de 64 % définie dans la structure du capital du réseau principal. Il s'attend, par conséquent, à ce que la capitalisation du réseau principal comprenne un certain surplus de dette émise. Tel que l'exigeait la décision RH-4-2001, le coût de tout surplus de dette devrait être présumé égal au coût moyen de la dette autorisée émise du réseau principal. Ceci permettra d'imputer à TransCanada une tranche de la dette autorisée émise - égale au surplus de dette - initialement affectée au réseau principal.

Si la capitalisation du réseau principal devait exiger le recours à une dette autorisée non émise, le coût de cette dernière devrait refléter le coût réel de financement à court terme de TransCanada pour la période de douze mois terminée le 31 décembre 2004, soit 2,49 %.

Décision

TransCanada est priée de déposer, dans le cadre de son dépôt de droits conformes, des calculs détaillés du coût de la dette de 2004 du réseau principal qui reflètent ce qui suit :

- **un coût de la dette autorisée émise reflétant le non-rachat des DSRI à 8,25 % en 2004 et la date réelle de rachat des débentures à 8,50 %;**
- **un coût du surplus de dette égal au coût de la dette autorisée émise;**
- **un coût de la dette autorisée non émise égal à 2,49 %.**

8.2 Date d'entrée en vigueur

Le troisième élément dans la liste des questions à examiner au cours de la phase II était la date d'entrée en vigueur appropriée d'un éventuel changement au coût du capital du réseau principal. La présente section examine la date à laquelle toute modification du ratio du capital-actions ordinaire du réseau principal devrait prendre effet.

Position de TransCanada

Dans sa demande, TransCanada avait proposé le 1er janvier 2004 comme date d'entrée en vigueur de toute modification de la structure du capital du réseau principal. Elle a souligné que

l'Office pourrait appliquer de façon rétrospective les changements qui en découleraient sur le plan des droits, afin de recouvrer dans les futurs tarifs tout écart par rapport aux droits en vigueur avant le 1er janvier 2004.

TransCanada a noté qu'elle avait prévu à l'origine de racheter les DSRI à 8,25 % le 30 juin 2004 et qu'elle ne s'opposait pas à ce que l'accroissement de la proportion de capital-actions qui aurait résulté de cette opération entre également en vigueur le 30 juin 2004, plutôt que le 1er janvier 2004.

TransCanada a souligné qu'un calendrier réglementaire chargé (notamment les instances de l'Alberta Energy and Utilities Board concernant respectivement les tarifs généraux et le coût du capital générique de NGTL; ainsi que la phase I de l'audience sur les droits du réseau principal et la demande d'approbation de la jonction North Bay) était le principal facteur à avoir dicté la date de dépôt de sa demande visant les droits de 2004. Elle a soutenu, par ailleurs, que d'autres facteurs qui avaient retardé la conduite de la phase II étaient indépendants de sa volonté. En particulier, elle a souligné que la phase II ne pouvait avoir lieu qu'une fois que la Cour d'appel fédérale avait rendu sa décision sur son appel à l'encontre de la décision RH-R-1-2002 de l'Office.

Positions des intervenants

L'ACPP a souligné qu'il est toujours plus facile de mettre en oeuvre des changements de façon prospective, mais a reconnu que la date d'entrée en vigueur pourrait être fixée au 1er janvier 2004. Elle a argué, de plus, que TransCanada avait le devoir de déposer sa demande assez tôt pour que les éventuels changements puissent prendre effet au début de l'année d'essai visée.

L'ACIG s'est opposée à toute augmentation des droits ayant un effet rétroactif. Elle a déclaré que l'Office devrait tenir compte de l'importance des coûts que pourrait entraîner l'adoption rétrospective de modifications du coût du capital du réseau principal et, au besoin, songer à répartir les rajustements requis de façon prospective.

Opinion de l'Office

L'Office se serait attendu à ce qu'une demande sollicitant la modification du coût du capital autorisé soit déposée bien avant la fin du mois de janvier de l'année d'essai visée. Cependant, il accepte que le dépôt tardif puisse s'expliquer en raison des questions complexes entourant l'appel de TransCanada à l'encontre de sa décision RH-R-1-2002. Dans le cas présent, l'Office juge qu'il serait raisonnable que les changements à la structure du capital du réseau principal prennent effet le 1er janvier 2004.

Décision

Les changements à la structure du capital du réseau principal entrent en vigueur le 1er janvier 2004.

8.3 Durée prévue de la décision

Bien que sa demande portait sur l'année d'essai 2004, TransCanada a exprimé l'avis que, si elle était à l'aise avec la décision découlant de la phase II, cette dernière pourrait peut-être avoir une durée d'application de plus d'un an.

TransCanada a argué tout d'abord que l'Office est habilité à rendre une décision qui autorise plus, ou moins, que ce qui a été demandé et qu'il pouvait, par conséquent, rendre une décision qui vaudrait pour une période plus longue que celle que le demandeur avait sollicitée. Cependant, elle a souligné que, pour qu'il en soit ainsi dans le cas présent, il faudrait que la preuve produite dans ce dossier justifie la conclusion que la durée de validité de l'ordonnance devrait être différente de celle qui a sollicitée. En réplique, TransCanada a clarifié sa position et souligné que l'Office, dans la présente décision, ne pouvait prétendre déterminer un coût qui s'appliquerait dans des années futures, mais qu'il pouvait néanmoins fournir une certaine orientation, tel qu'il l'avait fait dans la décision RH-2-94 en indiquant qu'il ne privilégiait pas les réévaluations routinières de la structure du capital.

L'ACPP a fait valoir que l'on demandait à l'Office de poser des jugements au sujet d'enjeux et de facteurs de risque qui s'étendent sur plusieurs années, voire des décennies, et que, à ce titre, les points de vue qu'il exprime durant la présente instance auront un effet durable. Elle a souligné qu'un jugement bien fondé sur des questions de longue haleine devrait s'appliquer dans les années futures, à moins que les circonstances changent. Elle a aussi argué qu'il serait utile que l'Office, pour régler certains aspects, fournisse une certaine orientation au sujet de ce qu'il souhaiterait voir dans des instances futures.

L'Ontario a déclaré que même si l'Office, en théorie, a le pouvoir discrétionnaire d'étendre la durée d'application de la présente décision sur le coût du capital en 2004 au delà de l'année visée par la demande, il serait imprudent de le faire en l'espèce. L'Ontario a exprimé l'avis que tout pouvoir discrétionnaire doit être exercé de façon convenable et équitable, et que, pour assurer l'équité procédurale, ceci exige qu'un avis raisonnable soit donné à tous les participants éventuels à l'instance.

Opinion de l'Office

L'Office confirme que les décisions rendues dans le cadre de la présente instance s'appliquent uniquement à l'année d'essai 2004, mais il réitère ce qu'il a affirmé dans la décision RH-2-94, à savoir qu'il ne privilégie pas les réévaluations routinières de la structure du capital. L'Office est toujours disposé, toutefois, à envisager une réévaluation de la structure du capital si un changement notable se produit du point de vue du risque commercial, de la structure ou des fondements financiers d'une entreprise, ou à d'autres égards importants.

8.4 Droits découlant de la présente décision

Opinion de l'Office

L'Office constate que la décision rendue au cours de la phase I de l'instance RH-2-2004 a donné lieu à deux demandes de révision et de modification qui lui ont été présentées par l'ACPP et par Coral et la Cogenerators Alliance. Au moment de la rédaction de la présente décision, certains aspects de ces demandes n'étaient pas encore réglés. Par conséquent, l'Office estime que les droits de 2004 du réseau principal doivent demeurer de nature provisoire, à leur niveau actuel, en attendant l'issue des aspects des demandes de révision qui pourraient avoir un effet sur les besoins en produits pour 2004.

L'Office demande que TransCanada soumette à son approbation les droits définitifs, dans les 30 jours suivant la diffusion de la décision concernant la phase II ou la détermination de l'Office au sujet des aspects de la décision concernant la phase I qui pourraient influer sur les besoins en produits pour 2004, selon la plus tardive de ces éventualités.

L'Office juge qu'il conviendrait que TransCanada inclue dans son dépôt des droits définitifs de 2004 les rajustements requis à ses besoins en produits de 2005 pour tenir compte de l'écart entre les droits provisoires et les droits définitifs de 2004, y compris les frais financiers correspondants. Cependant, si TransCanada et le GTD privilégient une autre formule de rajustement, TransCanada pourra inclure une proposition à cet effet dans le cadre du dépôt de son dépôt de droits conformes.

Décision

TransCanada doit soumettre des barèmes de droits définitifs à l'approbation de l'Office, dans les 30 jours suivant la diffusion de la décision concernant la phase II ou la détermination de l'Office au sujet des aspects des demandes de révision de la décision concernant la phase I qui pourraient influer sur les besoins en produits pour 2004, selon la plus tardive de ces éventualités. Le dépôt de ces barèmes doit refléter les Motifs de décision de la phase II et les décisions prises par l'Office au sujet des questions traitées à la phase I.

Chapitre 9

Dispositif

Les chapitres qui précèdent, ainsi que l'ordonnance AO-3-TGI-07-2003, constituent nos décisions et nos motifs de décision relativement à la demande visant les droits de 2004 entendue par l'Office durant la phase II de l'instance RH-2-2004.

L'Office estime que les décisions rendues dans le cadre de la phase II de l'instance RH-2-2004 respectent les critères de l'investissement comparable, de l'intégrité financière et de l'effet d'attraction de capitaux qui sont énoncés au chapitre 2 des présents Motifs de décision et donneront lieu à un rendement équitable pour le réseau principal. De plus, l'Office a établi à sa satisfaction que ces décisions, combinées aux dispositions concernant les droits et le Tarif qui ont fait l'objet de la phase I, se traduiront par des droits justes et raisonnables pour l'année d'essai 2004.

G. Caron
Membre présidant l'audience

J.S. Bulger
Membre

D.W. Emes
Membre

Calgary (Alberta)
Avril 2005

Annexe I

Décision de l'Office concernant la requête de l'ACPP en date du 4 juin 2004

Décision rendue par lettre le 30 juin 2004

Dans sa demande visant les droits de 2004 déposée le 26 janvier 2004, TransCanada a demandé, en ce qui concerne le coût du capital, que soient majorés le ratio présumé du capital-actions ordinaire, qui passerait du niveau actuel de 33 % à 40 %, et le taux de rendement autorisé du capital-actions, qui serait augmenté de 9,56 % à 11 %.

L'Office a délivré l'ordonnance d'audience RH-2-2004 le 23 mars 2004, en précisant qu'il ne conviendrait pas d'entreprendre une procédure pour la phase II, le volet du coût du capital de la demande visant les droits de 2004, tant que la Cour d'appel n'aurait pas rendu sa décision au sujet de l'appel de TransCanada à l'encontre de la décision RH-R-1-2002 de l'Office. La Cour d'appel a rejeté l'appel de TransCanada et a rendu sa décision à cet effet le 16 avril 2004[1].

Le 12 mai 2004, TransCanada a avisé l'Office qu'à la lumière de la décision de la Cour d'appel, elle ne sollicitera pas une modification, pour 2004, de la formule de rajustement du RCA établie lors de l'instance RH-2-94 (formule RCA RH-2-94) qui se traduit par un RCA de 9,56 %. TransCanada a fait savoir d'autre part qu'elle maintiendra la position prise dans sa demande visant les droits de 2004 quant à la structure du capital demandée, soit un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 40 % pour 2004. En conséquence, elle a déposé des modifications à sa demande concernant les droits de 2004 le 28 mai 2004.

Le 4 juin 2004, l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a déposé un avis de requête auprès de l'Office pour lui demander d'ordonner ce qui suit concernant la phase II :

a) le bien-fondé de la décision RH-4-2001 n'est pas remis en question dans l'instance RH-2-2004, phase II;

b) eu égard à la structure du capital, la totalité de la preuve est fondée sur le principe selon lequel le RCA équitable est le RCA découlant de la formule établie par l'ONÉ;

c) la preuve visant la structure du capital doit porter essentiellement sur les changements importants survenus depuis que la décision RH-4-2001 a été rendue;

d) que soit radiée la preuve des témoins Kolbe et Vilbert, Murphy et Carpenter;

e) que soient radiées les annexes 1 à B-2 (Investissements comparables) ainsi que le texte des annexes 2 (Risque commercial : Profils de sociétés), l'annexe 3 (Risque commercial :

1 *TransCanada Pipelines Ltd.* c. *Office national de l'énergie*, [2004] C.A.F. 149.

Évaluation comparative des risques commerciaux comparatifs) à B-3[2] de la preuve générale de TransCanada;

f) que TransCanada supprime des annexes B-1 (Vue d'ensemble), B-2 (Preuve sur un rendement équitable) et B-3 (Risque commercial) de sa preuve générale toutes les parties qui ne sont pas conformes aux directives données aux alinéas a), b) et c) ci-dessus ou qui se rapportent à des éléments de preuve radiés;

g) que soit prise toute autre mesure qu'il juge équitable.

L'ACPP a déclaré que même si TransCanada avait retiré la demande suivant laquelle elle proposait un RCA de 11 %, elle n'avait pas retiré la preuve déposée antérieurement pour appuyer sa demande pour un RCA de 11 % et n'avait pas recentré sa preuve sur un niveau de capital-actions jugé approprié. En conséquence, il est laissé aux parties le soin de [traduction] « déterminer ce qui est connexe à la structure du capital et ce qui ne l'est pas par rapport au RCA en tant qu'élément distinct »[3]. L'ACPP souligne qu'il est injuste et inefficace que les parties soient obligées de passer en revue une masse de données hautement techniques et détaillées qui ne sont pas pertinentes.

L'ACPP a souligné que TransCanada avait modifié sa demande en fonction d'un RCA de 9,56 %, mais qu'elle continue d'affirmer qu'un RCA de 9,56 % n'est pas équitable et qu'un rendement de 11 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % serait équitable. L'ACPP a fait valoir qu'en tant que question de droit, le RCA pour 2004 qui serait équitable est celui qui découle de la formule établie par l'Office lors de l'instance RH-2-94 et que le bien-fondé de la formule, de la décision RH-4-2001 et de la décision RH-R-1-2002 n'est plus discutable.

L'ACPP a fait valoir que la question fondamentale à examiner était la nature des changements dans le risque commercial, la structure ou les facteurs financiers fondamentaux de la société qui sont survenus depuis que la structure du capital a été arrêtée la dernière fois, soit dans le cadre de la décision RH-4-2001.

L'ACPP a ajouté que la preuve des témoins Kolbe et Vilbert fait état d'un RCA équitable de 11 % sur un ratio du capital-actions ordinaire de 40 % déterminé à partir du coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) d'un échantillon de sociétés. Selon cette approche, le RCA et la structure du capital sont inextricablement liés l'un à l'autre. Ils sont intégrés dans le CMPCAI, de sorte que si l'Office acceptait la méthodologie du CMPCAI et un ratio du capital-actions ordinaire de 40 %, cela signifierait qu'il accepte l'à-propos d'un RCA de 11 %. L'ACPP a conclu qu'il serait injuste et préjudiciable à l'endroit des autres parties que la preuve des témoins Kolbe et Vilbert reste au dossier.

Dans une lettre datée du 7 juin 2004, l'Office a sollicité les observations des parties concernant la requête. Le 11 juillet 2004, l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) de même que la Cogenerators Alliance et Coral Energy Canada Inc. ont déposé des lettres à l'appui de la requête de l'ACPP. Selon l'ACIG, pour que la preuve concernant le niveau approprié du

---

2 Les références aux annexes ont été précisées dans les commentaires de TransCanada et la réplique de l'ACPP.

3 Avis de requête de l'ACPP daté du 4 juin 2004, paragr. 13(b).

capital-actions présumé soit pertinente, sa portée doit se limiter aux changements importants, s'il y en a, survenus depuis le dernier jour de l'année d'essai prévue dans la décision RH-4-2001. De plus, la preuve doit porter exclusivement sur la question du niveau approprié du capital-actions ordinaire présumé. L'ACIG a fait valoir en outre que les témoignages de MM. Lackenbauer et Engen doivent également être radiés parce qu'ils sont d'une portée beaucoup trop vaste et qu'ils ne sont pas pertinents pour ce qui concerne le ratio présumé approprié du capital-actions ordinaire.

TransCanada a déposé sa réponse à l'avis de requête de l'ACPP le 16 juin 2004. TransCanada a fait valoir que cette requête n'est aucunement fondée et qu'il faudrait la rejeter. Elle a exprimé l'avis que l'Office doit trancher quatre questions distinctes au sujet du coût du capital : 1) le coût de la dette prévu; 2) le taux de rendement du capital-actions; 3) la proportion du capital-actions ordinaire présumé; 4) le rendement équitable du capital-actions. Elle a reconnu qu'à ce jour, l'Office n'avait rendu qu'une seule des quatre décisions, soit en établissant un RCA de 9,56 %. TransCanada n'a pas contesté l'applicabilité de la formule utilisée par l'Office pour établir le RCA étant donné que la Cour d'appel fédérale avait admis la validité de cette méthode et que TransCanada ne demande pas que la formule soit révisée ou modifiée en 2004.

TransCanada a déclaré que [traduction] « en tant que question de droit, c'est le rendement du capital-actions (et non le taux de rendement considéré séparément, ni le niveau du capital-actions présumé considéré séparément) qui doit répondre à la norme du rendement équitable »[4]. Elle a argué que la totalité de la preuve vise un rendement équitable du capital-actions et que par conséquent, tout est pertinent en ce qui concerne les questions qui restent à déterminer par l'Office dans la phase II. TransCanada a affirmé que l'on avait demandé à M. Kolbe d'estimer le rendement équitable de l'ensemble du capital, c'est-à-dire les capitaux propres et les capitaux d'emprunt, et le taux de rendement équitable du capital-actions en fonction d'un ratio du capital-actions ordinaire de 40 %. TransCanada est d'avis qu'un ratio de 40 % au titre du capital-actions ordinaire permettrait d'obtenir un taux de rendement global qui se rapproche de ce niveau.

Selon TransCanada, pour ce qui est de la structure du capital du réseau principal, il est « fait table rase » en 2004 et les décisions RH-4-2001 et RH-2-94 ne s'appliquent pas à 2004. Elle a fait valoir que l'Office est légalement obligé d'entendre une demande dont il est saisi et que le dépôt de TransCanada concernant le coût du capital dans le cadre de la phase II a pour but de persuader l'Office que le taux de rendement équitable du capital-actions doit être différent, voire plus élevé, que ceux que l'Office a établis pour 2001 et 2002.

Le 22 juin 2004, l'ACPP a répliqué à TransCanada, en soulignant que selon la méthode de détermination du coût du capital adoptée par l'Office, le rendement équitable est simplement le résultat d'un calcul arithmétique fondé sur trois éléments : 1) le coût de la dette; 2) le RCA; 3) la structure du capital. Il n'y a donc pas de quatrième décision distincte sur le rendement équitable. Le rendement équitable du capital-actions est simplement le résultat d'une opération arithmétique fondée sur le RCA et le ratio présumé du capital-actions ordinaire de la structure du capital. L'ACPP a allégué que TransCanada ne pourrait soulever la question du rendement équitable des capitaux propres dans sa totalité qu'en mettant en cause le RCA, ce qu'elle a décidé de ne pas faire.

---

4 Mémoire de TCPL daté du 16 juin 2004, paragr. 17.

L'ACPP a également répliqué à l'argument de la « table rase » soutenu par TransCanada en affirmant qu'une décision rendue par l'Office au sujet de la structure du capital demeure en vigueur jusqu'à ce qu'un important changement de circonstances justifie la modification de la structure du capital. L'ACPP a souligné que les décisions RH-4-2001 et RH-R-1-2002 s'appliquaient à 2003, et non seulement à 2001 et 2002 comme TransCanada l'a affirmé. L'ACPP a fait valoir que TransCanada cherche à remettre en question le bien-fondé de la décision RH-4-2001, laquelle n'est plus contestée puisqu'il n'est plus possible de la remettre en question par suite de la décision RH-R-1-2002 et le jugement rendu en cause d'appel.

Opinion de l'Office

Taux de rendement du capital-actions

L'Office constate que toutes les parties qui ont soumis des commentaires sur l'avis de requête de l'ACPP conviennent que le taux de rendement du capital-actions du réseau principal a été établi à 9,56 % pour 2004 en application de la formule RCA RH-2-94. L'applicabilité de la formule RCA RH-2-94 pour le réseau principal a été prolongée par la décision RH-4-2001 de l'Office. TransCanada a sollicité la révision et la modification de la décision RH-4-2001, ce qui a été refusé quand l'Office a rendu sa décision RH-R-1-2002. Par la suite, TransCanada a interjeté appel de cette décision devant la Cour d'appel fédérale. Cette dernière a rejeté l'appel de TransCanada le 16 avril 2004. Le délai d'appel de la décision de la Cour a expiré.

Dans son motif de jugement, la Cour a souligné que l'ordonnance TG/TO-1-95 de l'Office, en vertu de laquelle la décision RH-2-94 est entrée en vigueur, ne comporte aucune date limite et, par conséquent, demeure en vigueur jusqu'à ce qu'elle soit révisée ou modifiée par l'Office[5]. Le 12 mai 2004, TransCanada a avisé l'Office qu'elle n'était pas disposée à présenter une demande de révision et de modification en 2004, et qu'à la lumière de la décision de la Cour, elle ne contestera pas l'applicabilité de la formule RCA RH-2-94 qui prévoit un taux de rendement de 9,56 % pour le réseau principal en 2004.

Compte tenu de ces faits, il est clair que le bien-fondé de la décision RH-4-2001 et l'à-propos de la formule RCA RH-2-94 ne sont pas mis en doute dans l'instance RH-2-2004. L'Office est donc d'avis qu'il ne conviendrait pas de prendre en considération des éléments de preuve ou des arguments qui soutiennent ou laissent entendre le contraire. Comme TransCanada a décidé de ne pas déposer de demande de révision à propos de cette question, il ne lui est pas loisible de faire valoir que le RCA approprié pour le réseau principal est d'un taux autre que 9,56 %, quelle que soit l'opinion de la société. TransCanada ne peut faire indirectement ce qu'elle a choisi de ne pas faire directement. Par conséquent, l'Office est d'avis que TransCanada doit modifier sa preuve en vue d'éliminer tous les points où il est donné à entendre que le taux de rendement approprié du capital-actions ordinaire du réseau principal en 2004 est autre que 9,56 %.

Structure du capital

L'Office constate que les parties divergent clairement d'opinion en ce qui concerne la preuve qu'il convient d'étudier eu égard à la détermination de la structure du capital du réseau principal

5 Précité, note 1, paragr. 50.

pour 2004. L'ACPP fait valoir que la preuve relative à la structure du capital doit porter essentiellement sur les changements importants qui se sont produits depuis que la décision RH-4-2001 a été rendue. L'ACIG souligne pour sa part qu'il faudrait restreindre la portée de la preuve aux changements importants, s'il y en a, survenus depuis le dernier jour de l'année d'essai prévue dans la décision RH-4-2001. En revanche, TransCanada fait valoir qu'il faut faire table rase en ce qui concerne la structure du capital pour 2004.

L'Office est d'avis que la loi ne prescrit aucune approche particulière quant à la nature de la preuve qui doit être déposée pour appuyer l'évaluation de la structure du capital jugée appropriée. Le demandeur est donc libre de préparer comme bon lui semble la preuve devant appuyer la structure du capital. Tout intervenant qui souhaite déposer une preuve sur la question jouit de la même liberté. L'importance qu'il convient d'accorder à tout élément de preuve ou approche approprié peut être débattue une fois la preuve entendue et elle doit être déterminée par l'Office quand vient le moment de rendre sa décision, et non avant l'audience. C'est pourquoi l'Office ne croit pas qu'il conviendrait de donner une directive à TransCanada concernant les points sur lesquels elle articule sa preuve relativement à la structure du capital.

Rendement équitable du capital-actions et rendement équitable du capital

L'Office a toujours déterminé le rendement équitable global du capital-actions en affectant le taux de rendement autorisé du capital-actions ordinaire au ratio présumé du capital-actions ordinaire de la structure du capital d'un pipeline. D'après cette méthode, le rendement équitable du capital-actions du réseau principal en 2004 s'élèverait à 9,56 %, soit le taux prévu selon la formule RCA RH-2-94 affecté au ratio présumé approprié du capital-actions ordinaire que l'Office déterminera dans le cadre de la phase II de l'instance RH-2-2004. Cette approche n'exige pas l'examen d'éléments de preuve particuliers se rapportant au rendement global du capital-actions.

Il en va ainsi du coût global du capital, ou rendement sur la base tarifaire, que l'Office a déterminé en calculant le coût moyen pondéré de chaque composante en fonction de sa part de la structure du capital présumée du réseau principal. Cette approche a été reconnue par la Cour d'appel fédérale dans l'arrêt *TransCanada Pipelines Ltd.* c. *Canada (Office national de l'énergie)*[6].

Bien que l'Office soit disposé à étudier d'autres approches qui permettraient de déterminer le rendement équitable du capital-actions et du capital, il est conscient qu'en l'espèce, toute autre approche étudiée doit prendre en compte que le taux de rendement du capital-actions du réseau principal en 2004 a déjà été fixé à 9,56 %, sous l'effet de la formule RCA RH-2-94, et que cette formule demeure en vigueur jusqu'à ce qu'elle soit révisée ou modifiée par l'Office. Comme TransCanada n'a pas présenté de demande de révision et de modification en 2004, il ne conviendrait pas que l'Office prenne en considération d'autres approches qui remettent en question, directement ou indirectement, le bien-fondé du taux de rendement du capital-actions ordinaire obtenu par l'application de la formule RCA RH-2-94 pour le réseau principal en 2004. En d'autres termes, l'Office n'est pas disposé à entreprendre, en prenant en considération d'autres méthodes de détermination du rendement du capital-actions ou du rendement du capital,

---

6 Précité, note 1.

une révision indirecte de la décision RH-2-94. Une telle révision ne devrait être envisagée qu'à la suite d'une demande de révision et de modification déposée en vertu du paragraphe 21(1) de la Loi sur l'ONÉ, ou qu'à la discrétion de l'Office.

Décision de l'Office

L'Office est d'avis que certains éléments de la preuve de TransCanada ne sont pas pertinents pour ce qui concerne la phase II de l'instance RH-2-2004, parce qu'ils laissent entendre que le taux de rendement du capital-actions du réseau principal en 2004 devrait être autre que 9,56 %. Comme on trouve de nombreux exemples de cette absence de pertinence partout dans la preuve de TransCanada, l'Office ne croit pas qu'il serait pratique que lui-même la passe au peigne fin pour déterminer les parties à radier ou à modifier.

L'Office ordonne plutôt à TransCanada de déposer d'ici à midi, heure de Calgary, le 15 juillet 2004, des modifications de sa preuve de telle sorte que soit supprimée toute inférence directe ou indirecte à un taux de rendement approprié sur le capital-actions du réseau principal en 2004 autre que 9,56 %.

Comme suite au dépôt imminent d'une preuve modifiée par TransCanada, l'Office a décidé de modifier les dates limites prévues aux paragraphes 28 et 29 de l'ordonnance d'audience RH-2-2004. Vous trouverez ci-joint l'ordonnance AO-2-RH-2-2004, qui modifie l'ordonnance d'audience RH-2-2004.

Annexe II

Décision de l'Office concernant la lettre de l'ACPP en date du 4 août 2004

Décision rendue par lettre le 12 août 2004

Par voie de lettre adressée à l'Office national de l'énergie en date du 4 août 2004, l'ACPP a exprimé l'opinion que TransCanada ne s'était pas conformée aux directives données par l'Office le 30 juin 2004. L'Association des consommateurs industriels de gaz a appuyé les commentaires de l'ACPP dans une lettre datée du 6 août 2004.

L'ACPP avait déposé un avis de requête en date du 4 juin 2004 pour demander, entre autres choses, que l'Office supprime du dossier certains éléments de la preuve de TransCanada sous prétexte que selon la preuve avancée, un taux de rendement du capital-actions (RCA) autre que celui ayant découlé de la formule établie dans le cadre de l'instance RH-2-94 (formule RCA RH-2-94), soit 9,56 %, représentait le rendement équitable pour 2004.

L'Office a rendu sa décision et jugé que TransCanada ayant décidé de ne pas solliciter unexamen de la formule RCA RH-2-94, il ne lui était pas loisible d'alléguer que le taux de RCA approprié pour le réseau principal en 2004 est autre que 9,56 %. L'Office a ordonné à TransCanada de modifier sa preuve en supprimant toute référence à une telle allégation.

L'Office a décidé en outre que tout en étant disposé à étudier d'autres approches qui permettraient de déterminer le rendement équitable du capital-actions, toute autre approche étudiée doit prendre en compte que le taux de rendement du capital-actions du réseau principal en 2004 a déjà été fixé à 9,56 %. L'Office a ajouté qu'il ne conviendrait pas pour lui de prendre en considération d'autres approches qui remettent en question, directement ou indirectement, le bien-fondé du taux de rendement du capital-actions ordinaire obtenu par l'application de la formule RCA RH-2-94.

En conséquence, l'Office a ordonné à TransCanada de modifier sa preuve de telle sorte que soit supprimée toute référence directe ou inférence indirecte à un taux de rendement approprié du réseau principal en 2004 autre que 9,56 %.

Les parties ont exprimé des vues divergentes sur la question de savoir si la preuve concernant le CMPCAI laisse entendre qu'il s'agit indirectement d'une révision de la formule RCA RH-2-94 de l'Office. L'Office réitère sa décision du 30 juin 2004, suivant laquelle il ne permettra pas à TransCanada de faire indirectement ce qu'elle a choisi de ne pas faire directement, que ce soit par une preuve sur le CMPCAI ou par toute autre preuve. Cependant, de l'avis de l'Office, TransCanada doit pouvoir présenter de la façon qu'elle juge convenable sa preuve concernant les questions devant être traitées durant la phase II de l'audience RH-2-2004, pourvu que les règles de justice naturelle soient respectées. L'Office n'exigera pas à ce stade-ci que TransCanada apporte d'autres modifications aux documents qu'elle a déposés, mais il avertit TransCanada et toutes les parties qu'il n'est pas disposé à étudier cette preuve si elle vise à proposer indirectement une révision de la formule RCA RH-2-94.

Annexe III

Décision de l'Office concernant la requête de TransCanada en date du 12 novembre 2004

Décision rendue de vive voix le 19 novembre 2004

Contexte

Dans une demande présentée à l'Office national de l'énergie le 26 janvier 2004, TransCanada PipeLines Limited a sollicité l'approbation des droits exigibles sur le réseau principal en 2004. Entre autres éléments, TransCanada a demandé que l'Office approuve un taux de rendement du capital-actions de 11 %, affecté à un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 40 %.

Le 23 mars, l'Office a publié l'ordonnance d'audience RH-2-2004 et a indiqué à ce moment là qu'il avait décidé d'examiner la demande au cours d'une audience qui se déroulerait en deux phases. La phase I aborderait toutes les questions soulevées dans la demande, sauf celle du coût du capital; cet aspect, avait indiqué l'Office, serait traité durant la deuxième phase de l'audience. L'Office avait souligné qu'il ne convenait pas de déterminer les étapes subséquentes de la procédure ayant trait à l'examen de la composante du coût du capital dans la demande visant les droits de 2004 tant que la Cour d'appel fédérale n'aurait pas statué sur l'appel que TransCanada avait interjeté à l'encontre de la décision RH-R-1-2002 de l'Office concernant sa demande de révision.

Le 6 avril, la Cour d'appel fédérale a rendu sa décision et rejeté l'appel de TransCanada à l'encontre de la décision RH-R-1-2002[1]. Dans une lettre datée du 12 mai, TransCanada a informé l'Office que, compte tenu de la décision de la Cour d'appel fédérale, elle ne demanderait pas une modification, en 2004, de la formule de rajustement du RCA établie à l'instance RH-2-94, laquelle donne un taux de rendement du capital-actions de 9,56 % en 2004. Le 28 mai, TransCanada a déposé les modifications connexes à sa demande visant les droits de 2004, qui reflétaient un rendement du capital-actions de 9,56 % affecté à un ratio présumé du capital-actions ordinaire de 40 %. L'Office a publié une ordonnance d'audience modifiée (AO-1-R-2-2004) le 7 juin, afin de supprimer la question du rendement approprié du capital-actions ordinaire du réseau principal des questions à traiter au cours de la phase I de l'audience.

L'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) a déposé un avis de requête le 4 juin 2004 dans lequel elle priait l'Office de réduire la gamme de questions à traiter durant la phase II. Dans le reste de sa requête, elle enjoignait l'Office de radier du dossier de l'instance certains éléments de la preuve de TransCanada.

Le 30 juin, l'Office a établi que certains éléments de la preuve de TransCanada n'étaient pas pertinents pour ce qui concerne la phase II de l'instance RH-2-2004, parce qu'ils laissaient entendre que le taux de rendement du capital-actions du réseau principal devrait être autre que

1 *TransCanada PipeLines Ltd. c. Office national de l'énergie et autres*, [2004] C.A.F. 149.

9,56 %. L'Office a enjoint TransCanada de modifier sa preuve de façon à en supprimer toute inférence, directe ou indirecte, à un taux approprié de rendement du capital-actions sur le réseau principal en 2004 autre que 9,56 %.

Le 4 août, l'Office a reçu une lettre de la part de l'ACPP qui soutenait que TransCanada ne s'était pas conformée aux directives de l'Office en date du 30 juin. L'Office y a répondu par une lettre datée du 12 août, dans laquelle il a réitéré les points soulevés dans sa décision antérieure, y compris le fait qu'il ne permettrait pas à TransCanada, par le biais de sa preuve concernant le coût moyen pondéré du capital après impôt (CMPCAI) ou d'autres aspects, de faire indirectement ce qu'elle avait choisi de ne pas faire directement, c'est-à-dire chercher à faire réviser la formule de rajustement du RCA découlant de l'instance RH-2-94. Cependant, l'Office a aussi déclaré qu'il serait permis à TransCanada de présenter sa cause comme bon lui semble, telle qu'elle touche les questions à traiter au cours de la phase II de l'audience RH-2-2004, dans la mesure où cela respectait les règles de justice naturelle.

Le 19 octobre 2004, l'ACPP a présenté sa preuve à l'Office, laquelle forme la matière de la présente requête de TransCanada.

Requête de TransCanada

Le 12 novembre, TransCanada a déposé une requête dans laquelle elle demandait des éclaircissements au sujet des questions qui seraient débattues au cours de la phase II de l'instance RH-2-2004 et des paramètres dans lesquels s'inscriraient la conduite de l'instance et la décision s'y rapportant. Elle a demandé que l'Office entende la requête oralement, avant l'échéance du 25 novembre fixée pour le dépôt de la contre-preuve, pour qu'il lui fournisse des indications concernant sa preuve ainsi que la nature et la portée du contre-interrogatoire qui aurait lieu à l'audience. Le 15 novembre, l'Office a inscrit la requête pour audition aujourd'hui et a autorisé le dépôt d'arguments jusqu'au 18 novembre. L'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) et le Procureur général du Québec ont présenté des arguments écrits. L'Office a soupesé ces commentaires, de même que les observations que TransCanada, l'ACPP et Coral Energy Canada Inc. ont présentées de vive voix aujourd'hui, et s'en est servi pour parvenir à sa décision en la matière.

En prenant sa décision, l'Office a gardé à l'esprit les commentaires que les parties ont formulés au sujet de l'efficience du processus. L'Office estime que ceci constitue un objectif valable et que le fait d'instruire la requête à la convenance des parties, avant l'audience, et de rendre sa décision de vive voix témoigne de son engagement de poursuivre cet objectif. Cependant, l'Office rappelle qu'il a aussi été souligné que l'efficience réglementaire ne saurait prendre priorité sur :

- les principes juridiques;
- le droit d'une partie de présenter sa cause comme bon lui semble; ou
- le besoin qu'a l'Office d'entendre toutes les parties et de recueillir la meilleure preuve qui soit avant de rendre une décision.

Élément *a)* de la requête

Dans un premier temps, TransCanada sollicite une directive portant que [traduction] « à titre de question de droit, la détermination qui sera faite par l'Office au cours de la phase II consistera à établir ce qui constitue un rendement équitable sur le capital investi dans le réseau principal de TransCanada en 2004 ».

L'Office connaît très bien la jurisprudence établie sur cette question dans les causes *Northwestern Utilities (1929)*, *Hope* et *Bluefield*. Il constate, cependant, que TransCanada a choisi de ne pas demander une révision du taux de rendement du capital-actions. Ainsi, l'objet de la présente audience n'est pas d'examiner tous les aspects liés au coût du capital ou à la détermination d'un rendement équitable. L'ordonnance d'audience AO-1-RH-2-2004 relève les questions qui, selon l'Office, doivent être tranchées, notamment :

1) La structure du capital appropriée pour le réseau principal;

2) Le coût de la dette approprié pour le réseau principal, y compris toute incidence financière découlant d'un rachat de dette;

3) La date d'entrée en vigueur appropriée d'un éventuel changement au coût du capital du réseau principal.

L'ACPP et TransCanada ont toutes les deux déclaré aujourd'hui qu'elles ne tentent pas de limiter la capacité de l'autre partie de présenter sa cause. Selon l'Office, le point qui faisait litige dans la requête présentée par l'ACPP en juin, et qui est encore en litige maintenant, réside dans la méthodologie à employer pour déterminer un niveau de rendement global du capital-actions qui soit équitable. L'Office comprend que TransCanada voudrait qu'il aborde la question du rendement autrement que suivant la méthode conventionnelle. À cet égard, l'Office confirme sa décision antérieure à savoir qu'il est disposé à examiner d'autres approches pour déterminer ce qui constituerait un rendement équitable du capital-actions et des avoirs de la société.

Toutefois, pour les besoins de la présente décision, l'Office n'est pas disposé à se limiter au libellé précis de la requête de TransCanada. La *Loi sur l'Office national de l'énergie* le charge de fixer des droits justes et raisonnables. Les déterminations que l'Office est appelé à faire dans le cadre de la phase II de l'instance consistent à trancher les questions relevées dans la liste des questions de l'audience, et de là résultera une décision sur la demande déposée par TransCanada. Les décisions rendues sur chacun des points inscrits dans la liste des questions et l'utilisation du taux de rendement du capital-actions ordinaire obtenu par l'application de la formule de rajustement RH-2-94, donneront comme résultat final le rendement global du capital investi autorisé pour le réseau principal en 2004. Il est loisible à TransCanada de produire une preuve et des arguments en faveur de l'utilisation d'une approche différente pour faire ces déterminations. Cependant, l'Office ne peut pas rendre une décision sur la ou les approches qu'il convient d'utiliser avant d'avoir entendu l'ensemble de la preuve, et il se refuse à le faire.

Élément *b)* de la requête

En deuxième lieu, TransCanada a sollicité une directive portant que [traduction] « à titre de question de droit, les aspects qui seront pris en considération pour déterminer ce qui constitue un rendement équitable du capital investi pour le réseau principal en 2004 ne seront pas limités aux changements qui ont pu survenir sur le plan du risque commercial et de l'intégrité financière du réseau principal depuis la décision RH-4-2001 ».

L'Office a pris en considération la jurisprudence qui a été invoquée dans la requête et dont les parties ont traité dans leurs arguments, et convient avec TransCanada du fait que, à titre de question de droit, TransCanada n'a pas à limiter son argumentation aux changements survenus sur le plan du risque et de l'intégrité financière depuis la décision RH-4-2001. Voici ce que l'Office a déclaré le 30 juin, sur cette même question, lorsqu'il s'est prononcé sur la requête de l'ACPP :

> L'Office constate que les parties divergent clairement d'opinion en ce qui concerne la preuve qu'il convient d'étudier eu égard à la détermination de la structure du capital du réseau principal pour 2004. L'ACPP fait valoir que la preuve relative à la structure du capital doit porter essentiellement sur les changements importants qui se sont produits depuis que la décision RH-4-2001 a été rendue. L'ACIG souligne pour sa part qu'il faudrait restreindre la portée de la preuve aux changements importants, s'il y en a, survenus depuis le dernier jour de l'année d'essai prévue dans la décision RH-4-2001. En revanche, TransCanada fait valoir qu'il faut faire table rase en ce qui concerne la structure du capital pour 2004.
>
> *L'Office est d'avis que la loi ne prescrit aucune approche particulière quant à la nature de la preuve qui doit être déposée pour appuyer l'évaluation de la structure du capital jugée appropriée.* Le demandeur est donc libre de préparer comme bon lui semble la preuve devant appuyer la structure du capital. Tout intervenant qui souhaite déposer une preuve sur la question jouit de la même liberté. L'importance qu'il convient d'accorder à tout élément de preuve ou approche approprié peut être débattue une fois la preuve entendue et elle doit être déterminée par l'Office quand vient le moment de rendre sa décision, et non avant l'audience. C'est pourquoi l'Office ne croit pas qu'il conviendrait de donner une directive à TransCanada concernant les points sur lesquels elle articule sa preuve relativement à la structure du capital. [Italique ajouté]

L'Office a pris bonne note des commentaires de M. Schultz qui, parlant au nom de l'ACPP, a affirmé que TransCanada était libre d'arguer en faveur d'un changement d'approche et que l'ACPP ne tentait pas de limiter la portée de la preuve que TransCanada pouvait présenter. Dans l'esprit des décisions antérieures qu'il a rendues sur cette question, l'Office souligne que, s'il est vrai qu'aucune partie ne peut soutenir qu'il est interdit à une autre de préconiser une approche différente, les parties sont néanmoins libres d'essayer de démontrer les failles et les erreurs inhérentes à une telle approche.

Par conséquent, l'Office convient avec TransCanada qu'elle n'est pas tenue de se limiter aux changements survenus depuis 2001 dans la preuve produite aux fins de l'audience.

Élément *c)* de la requête

En troisième lieu, TransCanada a prié l'Office d'établir que [traduction] « à titre de question de droit, l'Office ne tiendra pas compte de l'incidence sur les besoins en produits et les droits de transport d'une augmentation du coût du capital-actions du réseau principal au moment de déterminer ce qui constitue un rendement équitable du capital investi dans le réseau principal. »

Dans la *décision sur l'appel*, la Cour d'appel fédérale a reconnu que les clients du pipeline avaient intérêt à garantir que les coûts du réseau principal ne soient pas exagérés[2]. Or, selon l'opinion de l'Office, la Cour a aussi établi que l'incidence des droits de transport sur les clients n'est pas un facteur pertinent dans la détermination du coût du capital-actions du réseau principal[3].

Le rendement du capital-actions du réseau principal n'est pas une question dont doit traiter la phase II de l'audience RH-2-2004, mais l'Office accepte la prémisse selon laquelle l'incidence des droits de transport sur les clients n'est pas un facteur pertinent quand il s'agit de déterminer d'autres aspects du coût du capital. Par conséquent, l'Office n'accordera aucun poids à une preuve éventuelle concernant l'incidence des droits de transport sur les clients, lorsqu'il fera les déterminations qu'il est appelé à faire au cours de la phase II.

Élément *d)* de la requête

En dernier lieu, TransCanada a prié l'Office de confirmer que, durant la phase II de l'audience, il ne tiendra compte d'aucune preuve ou ne permettra aucun contre-interrogatoire qui soit incompatible avec la jurisprudence énoncée dans sa requête. L'Office déclare que si la preuve produite, par TransCanada ou l'ACPP, semble aller à l'encontre de la présente décision, ou d'une autre de ses décisions, il ne la prendra pas en considération. L'Office estime qu'il est trop tôt, à ce stade-ci, pour statuer sur la ligne de questionnement qu'il serait approprié ou non d'adopter en contre-interrogatoire.

L'Office remercie toutes les parties pour leurs observations, et remercie également les membres de son personnel, les sténographes et les interprètes d'avoir assisté à l'audience sur la requête à si bref préavis.

---

2 Ibidem, paragr. 34

3 *Ibidem*, paragr. 25-42

Annexe IV

Prévisions de débit et analyses de sensibilité du réseau principal

TransCanada : Scénario de base
(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	16,6	15,7	14,3	10,9	7,7
Non classique	0,2	1,0	2,5	3,6	3,9
Stockage net	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	0,00
Mackenzie	0,0	1,0	1,5	1,5	1,5
Alaska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Approvisionnement total[2]	**16,7**	**17,7**	**18,3**	**16,0**	**13,1**
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,6	5,8	6,3	6,2	5,8
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**12,1**	**11,9**	**12,0**	**9,8**	**7,3**
Débit des autres gazoducs	6,9	7,1	7,1	5,9	4,7
Débit du réseau principal	**5,2**	**4,8**	**4,9**	**3,9**	**2,6**

TransCanada : Scénario de débit faible
(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	16,2	13,9	11,7	8,4	6,2
Non classique	0,1	0,5	1,4	1,9	2,1
Stockage net	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	0,00
Mackenzie	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8
Alaska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Approvisionnement total[2]	**16,3**	**15,9**	**15,0**	**12,4**	**9,9**
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,6	5,7	6,1	5,9	5,6
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**11,7**	**10,2**	**8,9**	**6,5**	**4,3**
Débit des autres gazoducs	6,8	6,4	5,6	4,3	3,1
Débit du réseau principal	**4,9**	**3,8**	**3,3**	**2,2**	**1,2**

TransCanada : Scénario de débit élevé
(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	17,1	16,9	16,3	13,3	9,6
Non classique	0,3	1,7	3,9	5,3	5,7
Stockage net	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	0,00
Mackenzie	0,0	1,0	1,6	1,8	1,8
Alaska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Approvisionnement total[2]	**17,1**	**19,0**	**20,5**	**18,7**	**15,6**
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,4	4,9	5,0	5,0	4,7
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**12,7**	**14,1**	**15,5**	**13,7**	**10,9**
Débit des autres gazoducs	6,9	7,9	9,1	8,3	6,9
Débit du réseau principal	**5,8**	**6,2**	**6,4**	**5,4**	**4,0**

TransCanada : Scénario incluant l'Alaska

(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	16,6	15,5	13,8	10,7	7,4
Non classique	0,02	1,0	2,5	3,6	3,9
Stockage net	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	0,00
Mackenzie	0,0	1,0	1,5	1,5	1,5
Alaska	0,0	0,0	5,1	5,5	5,5
Approvisionnement total[2]	**16,7**	**17,5**	**22,9**	**21,3**	**18,3**
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,6	5,8	6,8	7,0	6,6
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**12,1**	**11,7**	**16,1**	**14,3**	**11,7**
Débit des autres gazoducs	6,9	7,0	9,8	9,0	7,8
Débit du réseau principal	**5,2**	**4,7**	**6,3**	**5,3**	**3,9**

TransCanada : Scénario de difficulté financière

(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	15,8	11,6	9,8	7,8	n.d.[3]
Non classique	0,1	0,5	1,2	1,4	n.d.
Stockage net	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	n.d.
Mackenzie	0,0	0,8	0,8	0,8	n.d.
Alaska	0,0	0,0	0,0	0,0	n.d.
Approvisionnement total[2]	**15,9**	**13,3**	**12,7**	**10,6**	n.d.
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,7	5,6	6,5	7,0	n.d.
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**11,2**	**7,7**	**6,2**	**3,6**	n.d.
Débit des autres gazoducs	6,7	5,5	4,5	2,8	n.d.
Débit du réseau principal	**4,5**	**2,2**	**1,7**	**0,8**	n.d.

ACPP : Analyse de sensibilité – scénario de base

(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	16,6	15,7	14,3	10,9	7,7
Non classique	0,2	1,0	2,5	3,6	3,9
Stockage net	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	0,00
Mackenzie	0,0	1,0	1,5	1,5	1,5
Alaska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Approvisionnement total[2]	**16,7**	**17,7**	**18,3**	**16,0**	**13,1**
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,6	5,8	6,3	6,2	5,8
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**12,1**	**11,9**	**12,0**	**9,8**	**7,3**
Débit des autres gazoducs	6,3	6,2	6,2	5,2	4,1
Débit du réseau principal	**5,8**	**5,7**	**5,8**	**4,6**	**3,2**

ACPP : Analyse de sensibilité – scénario de débit faible

(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	16,2	13,9	11,7	8,4	6,2
Non classique	0,1	0,5	1,4	1,9	2,1
Stockage	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	0,00
Mackenzie	0,0	0,8	0,8	0,8	0,8
Alaska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Approvisionnement total[2]	**16,3**	**15,9**	**15,0**	**12,4**	**9,9**
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,6	5,7	6,1	5,9	5,6
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**11,7**	**10,2**	**8,9**	**6,5**	**4,3**
Débit des autres gazoducs	6,8	6,4	5,6	4,3	3,1
Débit du réseau principal	**4,9**	**3,8**	**3,3**	**2,2**	**1,2**

ACPP : Analyse de sensibilité – scénario de débit élevé

(Gpi^3/j^1)

	2005	2010	2015	2020	2025
Approvisionnement					
Classique	17,1	16,9	16,3	13,3	9,6
Non classique	0,3	1,7	3,9	5,3	5,7
Stockage net	-0,11	-0,02	-0,02	0,00	0,00
Mackenzie	0,0	1,0	1,6	1,8	1,8
Alaska	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Approvisionnement total[2]	**17,1**	**19,0**	**20,5**	**18,7**	**15,6**
Moins : Demande dans l'Ouest canadien	4,4	4,9	5,0	5,0	4,7
Approvisionnement total disponible pour l'exportation	**12,7**	**14,1**	**15,5**	**13,7**	**10,9**
Débit des autres gazoducs	6,9	7,9	9,1	8,3	6,9
Débit du réseau principal	**5,8**	**6,2**	**6,4**	**5,4**	**4,0**

1 1 Gpi^3/j = 28.3 Mm^3/j

2 L'approvisionnement total peut ne pas correspondre à la somme des sources d'approvisionnement en raison de l'arrondissement des chiffres et de la méthode employée par TransCanada pour estimer les approvisionnements classiques et non classiques.

3 Non disponible

Annexe V

Ordonnance AO-3-TGI-07-2003

ORDONNANCE AO-3-TGI-07-2003

RELATIVEMENT À la Loi sur l'Office national de l'énergie et à ses règlements d'application;

RELATIVEMENT À une demande déposée par TransCanada PipeLines Limited, en vertu de la partie IV de la Loi, en vue d'obtenir des ordonnances fixant et approuvant les droits qu'elle pourra exiger au titre des services de transport offerts sur son réseau principal de transport de gaz naturel (réseau principal) au cours de la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2004;

RELATIVEMENT À l'ordonnance d'audience RH-2-2004,

DEVANT l'Office, le 15 avril 2005.

ATTENDU QUE TransCanada a déposé une demande datée du 12 novembre 2003 concernant les droits provisoires exigibles sur le réseau principal à compter du 1er janvier 2004;

ATTENDU QUE l'Office, le 18 décembre 2003, a approuvé la demande du 12 novembre 2003 de TransCanada, dans sa version modifiée datée du 3 décembre 2003, et a rendu l'ordonnance TGI-07-2003;

ATTENDU QUE TransCanada a déposé une demande datée du 26 janvier 2004 en vue d'obtenir une ordonnance fixant les droits justes et raisonnables qu'elle pourra exiger au titre des services de transport offerts sur son réseau principal au cours de la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2004 (demande visant les droits de 2004);

ATTENDU QUE, le 23 mars 2004, l'Office a diffusé l'ordonnance d'audience RH-2-2004, qui établissait un processus en deux phases pour l'examen de la demande visant les droits de 2004 de TransCanada;

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique orale à Ottawa (Ontario), entre le 14 et le 24 juin 2004, au cours de laquelle il a entendu la preuve et les plaidoiries de TransCanada et de toutes les parties intéressées sur les questions ayant trait à la phase I de l'instance RH-2-2004;

ATTENDU QUE l'Office, le 23 juillet 2004, a rendu l'ordonnance modificatrice AO-1-TGI-07-2003 pour approuver des droits provisoires révisés entrant en vigueur le 1er août 2004;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office découlant de la phase I de l'instance RH-2-2004 sont énoncées dans ses Motifs de décision datés de septembre 2004, ainsi que dans l'ordonnance AO-2-TGI-07-2003;

ATTENDU QUE des demandes de révision de la décision découlant de la phase I de l'instance RH-2-2004 ont été déposées respectivement par l'Association canadienne des producteurs pétroliers le 12 novembre 2004 et par Coral Energy Canada Inc. et la Cogenerators Alliance le 11 janvier 2005 (collectivement les demandes de révision de la phase I);

ATTENDU QUE l'Office a tenu une audience publique orale à Calgary (Alberta), entre le 29 novembre 2004 et le 4 février 2005, au cours de laquelle il a entendu la preuve et les plaidoiries de TransCanada et de toutes les parties intéressées sur les questions ayant trait à la phase II de l'instance RH-2-2004;

ATTENDU QUE les décisions de l'Office découlant de la phase II de l'instance RH-2-2004 sont énoncées dans les présents Motifs de décision datés d'avril 2005, ainsi que dans la présente ordonnance.

À CES CAUSES, IL EST ORDONNÉ QUE, en conformité avec la partie I et la partie IV de la Loi :

1. TransCanada doit soumettre des barèmes de droits définitifs à l'approbation de l'Office, dans les 30 jours suivant la diffusion de la décision concernant la phase II ou la détermination de l'Office au sujet des aspects des demandes de révision de la décision concernant la phase I qui pourraient influer sur les besoins en produits pour 2004, selon la plus tardive de ces éventualités. Le dépôt de ces barèmes doit refléter les Motifs de décision de la phase II et les décisions prises par l'Office au sujet des questions traitées à la phase I, y compris ce qui suit :

   a) le taux de rendement du capital-actions ordinaire de TransCanada continuera d'être établi suivant la méthode de la formule RCA RH-2-94;

   b) l'Office approuve pour le réseau principal une augmentation du ratio présumé du capital-actions ordinaire, qui passe de 33 % à 36 %;

   c) l'Office approuve une proportion de dette de 64 % dans la structure présumée du capital du réseau principal;

   d) la date d'entrée en vigueur des changements précités à la structure du capital pour les besoins de tarification est fixée au 1er janvier 2004;

   e) tout écart entre les besoins en produits approuvés pour 2004 et les montants perçus en vertu des droits provisoires doit être reporté et inclus dans les droits futurs.

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

Le secrétaire,

Michel L. Mantha